

**PROVEITOS PERMITIDOS DAS EMPRESAS  
REGULADAS DO SECTOR ELÉTRICO EM 2012**

dezembro 2011

Rua Dom Cristóvão da Gama n.º 1-3.º  
1400-113 Lisboa  
Tel.: 21 303 32 00  
Fax: 21 303 32 01  
e-mail: [erse@erse.pt](mailto:erse@erse.pt)  
[www.erse.pt](http://www.erse.pt)

## ÍNDICE

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO .....</b>	<b>1</b>
<b>2</b>	<b>PRINCIPAIS CONDICIONANTES DA DETERMINAÇÃO DOS PROVEITOS .....</b>	<b>3</b>
2.1	Taxa de inflação.....	3
2.2	Taxas de juro e <i>spreads</i> .....	4
2.3	Previsões de aquisição do preço médio de energia elétrica por parte do CUR.....	9
2.4	Alterações legislativas e regulamentares com impacte nos proveitos permitidos de 2012 .....	23
<b>3</b>	<b>ATIVIDADE DESENVOLVIDA PELO AGENTE COMERCIAL (SOBRECUSTO CAE).....</b>	<b>27</b>
<b>4</b>	<b>ATIVIDADES DESENVOLVIDAS PELA ENTIDADE CONCESSIONÁRIA DA RNT .....</b>	<b>31</b>
4.1	Atividade de Gestão Global do Sistema .....	31
4.1.1	Custos diretamente relacionados com a atividade de Gestão Global do Sistema .....	32
4.1.2	Custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral .....	34
4.2	Atividade de Transporte de Energia Elétrica.....	40
4.2.1	Custos operacionais de exploração e custos incrementais .....	41
4.2.2	Valorização dos novos investimentos da RNT a custos de referência .....	42
4.2.3	Incentivo à manutenção em exploração de equipamento em fim de vida útil .....	43
4.2.4	Taxa de remuneração do ativo.....	44
4.2.5	Custos com a promoção do desempenho ambiental.....	45
<b>5</b>	<b>ATIVIDADES DESENVOLVIDAS PELA ENTIDADE CONCESSIONÁRIA DA REDE NACIONAL DE DISTRIBUIÇÃO .....</b>	<b>47</b>
5.1	Atividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte .....	48
5.1.1	Diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica a Produtores em regime especial .....	49
5.1.2	Amortização e juros da dívida tarifária.....	53
5.1.3	Custos decorrentes da sustentabilidade de mercados .....	54
5.1.4	Diferencial positivo ou negativo na atividade de Comercialização devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais com consumos ou fornecimentos em NT (MAT, AT, MT) e BTE.....	54
5.1.5	Custos com tarifa social .....	55
5.1.6	Custos com a manutenção do equilíbrio contratual .....	57
5.2	Atividade de Distribuição de Energia Elétrica .....	70
<b>6</b>	<b>ATIVIDADES DESENVOLVIDAS PELO COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO .....</b>	<b>77</b>
6.1	Atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica.....	77
6.1.1	Custos com a aquisição de energia elétrica nos mercados organizados.....	78
6.1.2	Ajustamentos.....	83
6.2	Atividade de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição .....	84
6.3	Atividade de Comercialização.....	85

6.4	Sobreproveito pela aplicação da tarifa transitória .....	88
<b>7</b>	<b>PROVEITOS PERMITIDOS PARA 2012 NO CONTINENTE.....</b>	<b>89</b>
<b>8</b>	<b>ATIVIDADES DESENVOLVIDAS PELA CONCESSIONÁRIA DO TRANSPORTE E DISTRIBUIÇÃO DA REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES.....</b>	<b>91</b>
8.1.1	Informação enviada.....	91
8.1.2	Taxa de remuneração das atividades da EDA.....	92
8.2	Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema.....	92
8.2.1	Custos de energia .....	93
8.2.2	Custos de exploração.....	96
8.2.3	Investimento .....	97
8.3	Atividade de Distribuição de Energia Elétrica .....	100
8.4	Atividade de comercialização de Energia Elétrica .....	104
8.5	Proveitos permitidos à EDA para 2012 .....	107
8.6	Custos com a convergência tarifária na Região Autónoma dos Açores.....	108
<b>9</b>	<b>ATIVIDADES DESENVOLVIDAS PELA CONCESSIONÁRIA DO TRANSPORTE E DISTRIBUIDOR VINCULADO DA REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA.....</b>	<b>111</b>
9.1	Questões comuns a todas as atividades da EEM.....	111
9.1.1	Informação enviada.....	111
9.1.2	análise do valor enviado de direitos de passagem .....	112
9.1.3	Provisões para clientes de cobrança duvidosa.....	113
9.1.4	Efeito do temporal na ilha da Madeira .....	113
9.1.5	Fornecimentos e serviços externos - Frota automóvel .....	113
9.1.6	Taxa de remuneração das atividades da EEM .....	114
9.2	Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema.....	114
9.2.1	Análise dos custos de AGS.....	115
9.2.2	Proveitos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAM.....	118
9.3	Atividade de Distribuição de Energia Elétrica .....	120
9.3.1	Análise dos custos da DEE .....	121
9.3.2	Proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica da RAM .....	123
9.4	Atividade de Comercialização de Energia Elétrica .....	125
9.4.1	Análise dos custos da CEE .....	126
9.4.2	Proveitos permitidos na Atividade de Comercialização de Energia Elétrica da RAM .....	127
9.5	Proveitos Permitidos à EEM para 2012 .....	129
9.6	Custos com a convergência tarifária da Região Autónoma da Madeira.....	130

## ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 2-1 - Previsões para o deflator do PIB .....	4
Quadro 2-2 - Previsões das empresas para o deflator do PIB .....	4
Quadro 2-3 - Taxas de juro e <i>spreads</i> .....	8
Quadro 3-1 - Diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores com CAE previsto para 2012 .....	28
Quadro 3-2 - Principais pressupostos do cálculo do sobrecusto previsto para 2012 .....	29
Quadro 3-3 – Variáveis e parâmetros para a definição do nível dos proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica .....	29
Quadro 4-1 - Custos de exploração líquidos de proveitos de exploração que não resultam da aplicação da tarifa de UGS.....	33
Quadro 4-2 - Sobrecusto com a convergência tarifária das Regiões Autónomas .....	35
Quadro 4-3 - Custos com a convergência tarifária das RAS referentes a 2006 e 2007.....	36
Quadro 4-4 - Valor previsto do desvio da recuperação do custo com a convergência tarifária das Regiões Autónomas, pago durante o ano t-1.....	36
Quadro 4-5 – Variáveis e parâmetros para a definição do nível dos proveitos permitidos da Enondas.....	39
Quadro 4-6 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível dos proveitos permitidos na atividade de Gestão Global do Sistema .....	40
Quadro 4-7 - Fatores de eficiência associados ao mecanismo de custos incrementais para o período 2012-2014 .....	41
Quadro 4-8 - Custo operacional de exploração e custos incrementais da atividade de TEE.....	42
Quadro 4-9 - Incentivo à manutenção em exploração de equipamento em fim de vida útil.....	44
Quadro 4-10 - Evolução dos montantes referentes a limpeza de florestas .....	46
Quadro 4-11 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível dos proveitos permitidos da atividade de Transporte de Energia Elétrica .....	46
Quadro 5-1 - Diferencial de custos com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial.....	50
Quadro 5-2 - Impacte do diferimento do valor da Cogeração a partir de fontes renováveis .....	51
Quadro 5-3 - Impacte do diferimento do valor dos sobrecustos com a aquisição de energia a produtores em regime especial .....	52
Quadro 5-4 - Amortização e juros da dívida tarifária .....	54
Quadro 5-5 - Financiamento da tarifa social em 2012 .....	56
Quadro 5-6 – Ajustamento do montante dos CMEC.....	58
Quadro 5-7 – Impacte do diferimento dos CMEC .....	64
Quadro 5-8 - Estimativa da revisibilidade para 2011 .....	66
Quadro 5-9 - Valor máximo de referência para FCH .....	67
Quadro 5-10 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível dos proveitos permitidos de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte .....	69
Quadro 5-11 - Custos com plano de reestruturação de efetivos .....	73
Quadro 5-12 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível dos proveitos permitidos à atividade de Distribuição de Energia Elétrica.....	75

Quadro 6-1 - Aquisições do comercializador de último recurso para satisfação da sua procura.....	78
Quadro 6-2 - Custo de aquisição de energia elétrica à PRE .....	79
Quadro 6-3 - Ajustamentos do comercializador de último recurso .....	83
Quadro 6-4 - Custos com a função de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento dos clientes.....	84
Quadro 6-5 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível dos proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição .....	85
Quadro 6-6 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível dos proveitos permitidos à atividade de Comercialização.....	87
Quadro 7-1 - Proveitos permitidos em 2012 por atividade no Continente .....	89
Quadro 8-1 - Custos unitários variáveis da energia elétrica emitida pelas centrais térmicas da EDA .....	93
Quadro 8-2 - Custo unitário dos combustíveis.....	94
Quadro 8-3 - Custo unitário da energia elétrica adquirida aos produtores do sistema independente .....	95
Quadro 8-4 - Custos da energia elétrica adquirida .....	96
Quadro 8-5 - Desagregação dos custos de exploração aceites pela ERSE .....	97
Quadro 8-6 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da EDA.....	99
Quadro 8-7 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica da EDA .....	101
Quadro 8-8 - Desagregação dos custos anuais de exploração aceites pela ERSE.....	102
Quadro 8-9 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica da EDA .....	105
Quadro 8-10 - Desagregação dos custos anuais de exploração aceites pela ERSE.....	106
Quadro 8-11 - Proveitos permitidos à EDA para 2012.....	107
Quadro 8-12 - Proveitos permitidos à EDA, para 2012, excluindo ajustamentos.....	108
Quadro 8-13 - Custo com a convergência tarifária da RAA.....	109
Quadro 9-1- Determinação do preço de fuelóleo implícito no cálculo para tarifas de 2012 .....	115
Quadro 9-2 - Custos de exploração líquidos de outros proveitos.....	117
Quadro 9-3 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da EEM .....	118
Quadro 9-4 - Custos de exploração líquidos de outros proveitos.....	122
Quadro 9-5 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica da EEM.....	124
Quadro 9-6 - Custos de exploração líquidos de outros proveitos.....	126
Quadro 9-7 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica da EEM .....	128
Quadro 9-8 - Proveitos permitidos da EEM.....	129
Quadro 9-9 - Proveitos permitidos da EEM, excluindo o ajustamento de t-2 .....	130
Quadro 9-10 - Custo com a convergência tarifária na RAM .....	131

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2-1 - Evolução da taxa de juro Euribor.....	5
Figura 2-2 - Comparação <i>yield</i> OT e financiamento REN e EDP .....	6
Figura 2-3 - Preços mercado diário Portugal .....	9
Figura 2-4 - Preços mercado diário Espanha.....	10
Figura 2-5 - Diferencial de preço entre Portugal e Espanha.....	10
Figura 2-6 - Evolução do preço <i>spot</i> e dos mercados de futuros .....	11
Figura 2-7 - Evolução do preço médio <i>spot</i> e dos mercados de futuros .....	12
Figura 2-8 - Preços médios mensais energia elétrica Espanha e <i>Brent</i> (euros) .....	13
Figura 2-9 - Média móvel mensal preços <i>spot</i> energia elétrica e <i>Brent</i> (euros) .....	14
Figura 2-10 - Energia transacionada por tecnologia .....	15
Figura 2-11 - Peso relativo das tecnologias com preços ofertados acima de 95% do preço de mercado MIBEL .....	16
Figura 2-12 - Satisfação do consumo referido à emissão.....	17
Figura 2-13 - Evolução preço Brent (EUR/bbl).....	18
Figura 2-14 - Evolução preço Brent (EUR/bbl).....	19
Figura 2-15 - Evolução preço carvão API#2 CIF ARA (USD/t) .....	20
Figura 2-16 - Evolução preço carvão API#2 CIF ARA (euros /t) base 100 2008.....	20
Figura 2-17 - Preço de futuros petróleo Brent entrega a 14 meses.....	21
Figura 4-1 - Investimento a custos técnicos na atividade de Gestão Global do Sistema entre 2003 e 2012.....	32
Figura 4-2 - Taxa de remuneração dos ativos fixos na atividade de GGS .....	34
Figura 4-3 - Taxa de remuneração do ativo da atividade TEE .....	45
Figura 5-1 - Ajustamento do montante dos CMEC por parcela .....	59
Figura 5-2 - Receita unitária definida no cálculo do valor inicial dos CMEC e no cálculo da revisibilidade .....	60
Figura 5-3 - Evolução do preço médio mensal ponderado em Portugal.....	61
Figura 5-4 - Produção das centrais com CMEC e índice de produtividade hidroelétrica .....	62
Figura 5-5 - Evolução do encargo de energia unitário .....	63
Figura 5-6 - Margem das vendas das centrais térmicas em 2010 .....	63
Figura 5-7 - Evolução dos investimentos na rede de distribuição.....	74
Figura 6-1 - Evolução das quantidades da PRE por tecnologia [GWh] .....	80
Figura 6-2 - Evolução do custo unitário PRE por tecnologia [€/MWh].....	81
Figura 6-3 - Peso de cada tecnologia no custo total da PRE .....	82
Figura 8-1 - Custo unitário variável das centrais térmicas da EDA (EUR/MWh).....	93
Figura 8-2 - Custos unitários dos combustíveis para produção de energia elétrica ocorrido e previstos .....	95
Figura 8-3 - Peso dos investimentos da atividade de Aquisição de Energia e Gestão do Sistema .....	98

---

Figura 8-4 - Decomposição do nível dos proveitos permitidos na atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da EDA .....	100
Figura 8-5 - Decomposição do nível dos proveitos permitidos na atividade de Distribuição de Energia Elétrica da EDA.....	103
Figura 8-6 - Proveitos permitidos na atividade de Distribuição de Energia Elétrica da EDA, evolução da energia vendida e proveitos unitários .....	103
Figura 8-7 - Decomposição do nível dos proveitos permitidos na atividade de Comercialização de Energia Elétrica da EDA.....	106
Figura 8-8 - Proveitos permitidos na atividade de Comercialização de Energia Elétrica da EDA, evolução da energia vendida e proveitos unitários .....	107
Figura 8-9 - Decomposição do nível de proveitos permitidos da EDA de 2003 a 2011 .....	110
Figura 9-1 - Decomposição do nível dos proveitos permitidos na atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da EEM.....	120
Figura 9-2 - Decomposição do nível dos proveitos permitidos na atividade de Distribuição de Energia Elétrica da EEM .....	125
Figura 9-3 - Decomposição do nível dos proveitos permitidos na atividade de Comercialização de Energia Elétrica da EEM .....	129
Figura 9-4 - Decomposição do nível de proveitos permitidos da EEM .....	132

## 1 INTRODUÇÃO

Neste documento apresentam-se os proveitos permitidos por atividade regulada das seguintes entidades:

- Agente Comercial - REN Trading, SA
- Entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte (RNT) – REN, SA
- Entidade concessionária da Rede Nacional de Distribuição (RND) – EDP Distribuição, SA
- Comercializador de último recurso – EDP Serviço Universal, SA
- Concessionária do transporte e distribuição da Região Autónoma dos Açores – EDA, SA
- Concessionária do transporte e distribuidor vinculado da Região Autónoma da Madeira – EEM, SA

Definem-se os principais pressupostos utilizados no cálculo dos proveitos permitidos para 2012 e apresentam-se e justificam-se as principais opções tomadas pela ERSE relativamente aos custos, proveitos e investimentos em 2012.

Os proveitos permitidos das atividades reguladas têm em conta os parâmetros definidos no documento “Parâmetros de regulação para o período 2012 a 2014”.



## 2 PRINCIPAIS CONDICIONANTES DA DETERMINAÇÃO DOS PROVEITOS

Os valores dos proveitos permitidos para 2012 para as atividades das empresas reguladas são calculados com base em valores pressupostos para as seguintes variáveis:

- Taxa de inflação, medida através do deflator do PIB.
- Taxas de juro e *spreads*.
- Preço médio de aquisição de energia elétrica pelo CUR.

Neste capítulo, apresentam-se também as alterações legislativas e regulamentares com impacte nos proveitos permitidos de 2012.

### 2.1 TAXA DE INFLAÇÃO

O deflator do PIB é um instrumento utilizado para medir a inflação registada em determinado espaço económico. Trata-se de um indicador de periodicidade anual que integra os preços de todos os bens e serviços que existem numa economia.

De facto, o deflator do PIB, não sendo um cabaz fixo de bens e serviços como o Índice de Preços no Consumidor, faz com que sejam automaticamente refletidas na inflação medida todas as alterações aos padrões de consumo, assim como a introdução de novos bens e serviços.

Deste modo, e sendo a energia elétrica um bem que entra nas mais diversas fases do ciclo de vida dos produtos, bens e serviços de uma economia, ou seja, destinando-se simultaneamente ao consumo intermédio e ao consumo final, há vantagem em considerar o deflator do PIB como o instrumento que mede a inflação, já que no PIB se refletem todas as relações económicas estabelecidas na economia, assim como todos os efeitos, nomeadamente o efeito preço.

O deflator do PIB é utilizado para atualizar os custos, os proveitos e os investimentos para o ano de 2012.

As previsões de organismos nacionais e internacionais para o deflator do PIB, para Portugal, em 2011 e 2012, são apresentadas no Quadro 2-1.

**Quadro 2-1 - Previsões para o deflator do PIB**

Unidade: %

	CE	OCDE	MF
2011	1,1	1,0	1,4
2012	1,2	1,0	1,4

Fonte: CE - “*European Economy*” - Previsões de Primavera 2011, maio/2011; OCDE - “*Economic Outlook*”, n.º 89, maio/2011, MF – “Documento de Estratégia Orçamental 2011-2015”, agosto/2011

As previsões das empresas para 2011 e 2012 encontram-se sintetizadas no Quadro 2-2.

**Quadro 2-2 - Previsões das empresas para o deflator do PIB**

Unidade: %

	REN	EDP Distribuição	EDP Serviço Universal	EDA	EEM <sup>(1)</sup>
2011	-	1,1	1,1	2,7	3,6
2012	1,2	1,2	1,2	1,9	2,0

Nota: <sup>(1)</sup> IHPC

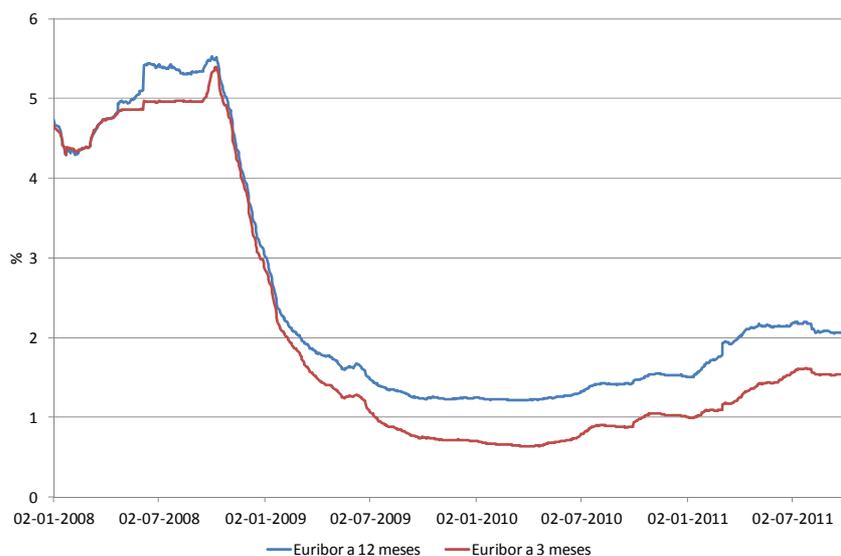
A taxa de inflação adotada pela ERSE para 2012, de 1,4%, corresponde à previsão do Ministério das Finanças, no âmbito do Documento de Estratégia Orçamental 2011-2015.

## 2.2 TAXAS DE JURO E SPREADS

### EVOLUÇÃO DAS TAXAS EURIBOR

A crise financeira, que culminou na falência do banco *Lehman Brothers* a 15 de setembro de 2008, levou a um aumento do risco percebido pelos agentes económicos e a uma perda de liquidez nos mercados financeiros internacionais. De modo a repor a liquidez nos mercados financeiros europeus, o Banco Central Europeu optou por diminuir as suas taxas de juro diretoras do BCE, o que por sua vez teve um impacto nas taxas de juro Euribor. Em 2011 assistiu-se a um ligeiro aumento, tendo contudo a taxa Euribor a 12 meses estabilizado acima de 2%. No que diz respeito às taxas com períodos mais curtos, o diferencial face à taxa Euribor a 12 meses tem-se mantido elevado desde 2010, acima de 50 bp.

**Figura 2-1 - Evolução da taxa de juro Euribor**



Fonte: Banco de Portugal

### **SPREAD A APLICAR AOS AJUSTAMENTOS DE 2011**

Devido à diminuição observada nas taxas de juro, bem como à reestruturação da dívida das empresas (em particular no caso da REN), o custo médio de financiamento das principais empresas reguladas do sector elétrico diminuiu. Porém, a crise da dívida soberana que afetou particularmente a economia portuguesa e que se materializou nos *downgrades* sucessivos da dívida do Estado português, bem como das principais empresas nacionais teve como consequência imediata um encarecimento do custo da dívida, bem como maior dificuldade de acesso ao crédito.

### **Quadro 2-1 - Custo médio de financiamento e ratings das principais empresas do sector elétrico**

	Custo médio da dívida 2009	Custo médio da dívida 2010	Custo médio da dívida 1.º semestre 2011	Ratings
<b>EDP</b>	<b>4,20%</b>	<b>3,50%</b>	<b>3,90%</b>	<b>Baa3 (Moody's); BBB (S&amp;P)</b>
<b>REN</b>	<b>3,86%</b>	<b>3,99%</b>	<b>4,42%</b>	<b>Baa3 (Moody's); BBB- (S&amp;P)</b>

Fonte: Relatórios e contas EDP e REN

Porém, este acréscimo não se verificou de uma forma tão gravosa para as principais empresas reguladas, como para a República Portuguesa. Tendo por base as informações disponíveis, as emissões de obrigações das principais empresas reguladas efetuaram-se a taxas menos gravosas do que os *yields* do Estado português para prazos semelhantes e na mesma data.

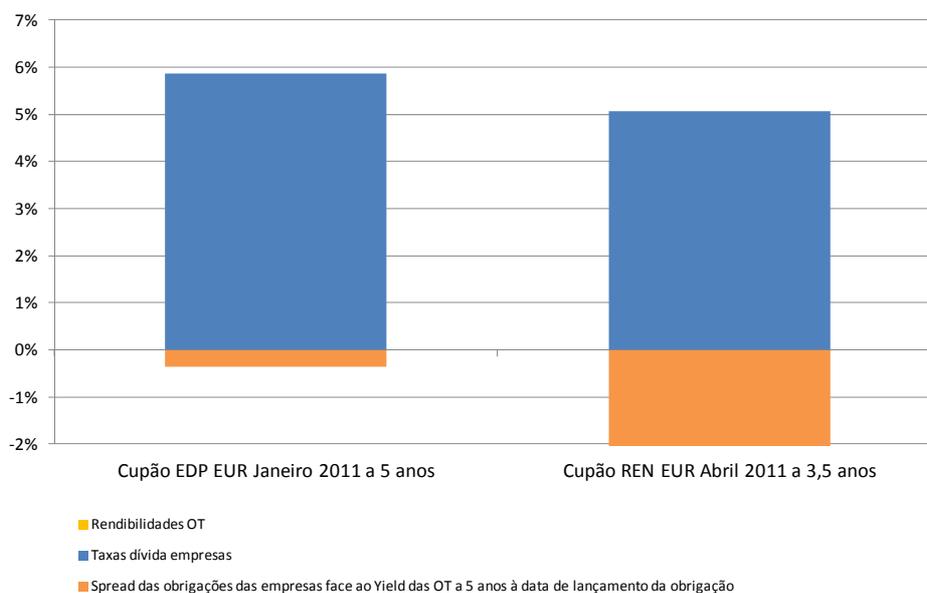
Acresce, que no curto prazo, os dados à disposição,<sup>1</sup> indicam que as condições de financiamento são substancialmente mais favoráveis do que para a República Portuguesa.

Importa igualmente realçar que os *spread* são aplicados sobre a Euribor a 12 meses, com taxas mais elevadas do que para os restantes prazos utilizados no anterior Regulamento Tarifário.

Neste contexto, para as empresas do Continente, o *spread* no ano t-1, em pontos percentuais, a aplicar sobre a taxa de juro Euribor a doze meses, média, dos valores diários ocorridos entre 1/01 e 31/12 de 2011 (t-1) é de 2%.

Para as empresas das Regiões Autónomas o *spread* no ano t-1, em pontos percentuais, a aplicar sobre a taxa de juro Euribor a doze meses, média, dos valores diários ocorridos entre 1/01 e 31/12 de 2011 (t-1) é de 2,5%, face às maiores dificuldades enfrentadas por estas empresas na obtenção de financiamento.

**Figura 2-2 - Comparação *yield* OT e financiamento REN e EDP**



#### TAXA DE JURO PARA A REPOSIÇÃO GRADUAL DO EFEITO DA RECLASSIFICAÇÃO DA COGERAÇÃO<sup>FER</sup>

Como foi observado, o risco percebido pelo mercado para os empréstimos de médio e longo prazo e para os empréstimos de curto prazo são diferentes. Este facto reflete a diferença verificada no último

<sup>1</sup> Designadamente a colocação de papel comercial por parte das principais empresas reguladas com taxas inferiores a 4%.

trimestre entre os rendimentos das obrigações do tesouro do Estado português e do Estado alemão, para o curto e o médio prazo: para uma maturidade de um ano a diferença tem sido de cerca de 1%, enquanto para uma maturidade de três anos tem ultrapassado os 3%.

Neste contexto, para efeitos de reposição gradual do efeito da reclassificação da cogeração<sup>FER</sup> decidiu-se indexar a taxa de juro aplicada a esse mecanismo ao rendimento médio das taxas de rendibilidade das obrigações do tesouro a 2 anos e a 3 anos, determinada com base nos valores diários das taxas de rendibilidades destes títulos verificados no mês de dezembro de 2010. A taxa a aplicar para 2012 é de 4,678%.

#### **TAXA A APLICAR PARA O ALISAMENTO QUINQUENAL DO SOBRECUSTO COM A AQUISIÇÃO DA ENERGIA ELÉTRICA A PRODUTORES EM REGIME ESPECIAL**

A Portaria aprovada no âmbito do n.º 4 do Artigo 73.º-A do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, na redação que lhe foi dada pelo Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de junho, procede à definição da metodologia de determinação da taxa de juro para o cálculo da anuidade a cinco anos, a aplicar nos sobrecustos com aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial sujeitos ao alisamento quinquenal.

Por aplicação da referida metodologia, a taxa de juro aplicada pela ERSE para 2012 é de 5,5%.

#### **CONJUNTO DAS TAXAS DE JURO E SPREADS A APLICAR NO CÁLCULO DOS PROVEITOS PERMITIDOS EM 2011**

No seguimento do referido, o Quadro 2-3 apresenta as taxas de juros e *spreads* utilizadas no cálculo dos proveitos permitidos para 2012.

**Quadro 2-3 - Taxas de juro e *spreads***

	<b>2012</b>
Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, dos valores diários de 2010, para cálculo dos ajustamentos de 2010	1,353%
Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, dos valores diários entre 1/01 e 15/11, para cálculo dos ajustamentos de 2010 e de 2011	2,007%
<i>Spread</i> no ano 2010 para cálculo dos ajustamentos de 2010	1,25 p.p.
<i>Spread</i> no ano 2011 para cálculo dos ajustamentos de 2010 e dos ajustamentos de 2011 no continente	2,00 p.p.
<i>Spread</i> no ano 2011 para cálculo dos ajustamentos de 2010 e dos ajustamentos de 2011 nas Regiões Autónomas	2,50 p.p.
Taxa de juro EURIBOR a três meses, no último dia de junho de 2011, para cálculo das rendas dos défices tarifários	1,547%
<i>Spread</i> dos défices de 2006 e 2007	0,5 p.p.
<i>Spread</i> para a dívida ao abrigo do DL n.º165/2008 titularizada	1,95 p.p.
Taxa aplicável para a reposição gradual da reclassificação da cogeração <sup>FER</sup> (taxa média diária das OT a 2 anos e das OT a 3 anos ocorrida no mês de dezembro de 2010)	4,678%
Taxa aplicável para o alisamento quinquenal do sobrecusto com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial	5,5%
Taxa média de financiamento, aplicável ao saldo acumulado da conta de correção de hidraulicidade para 2009	4,0%
Taxa média de financiamento, aplicável ao saldo acumulado da conta de correção de hidraulicidade para 2010	3,5%
Taxa média de financiamento, aplicável ao saldo acumulado da conta de correção de hidraulicidade para 2011	4,0%
Taxa de juro EURIBOR a doze meses, no dia 15 de novembro de 2011, para cálculo do diferimento excecional da parcela de acerto dos CMEC de 2010	2,022%
<i>Spread</i> para cálculo do diferimento excecional da parcela de acerto dos CMEC ao abrigo do DL n.º 109/2011, de 18 de novembro	2,00 p.p.

## 2.3 PREVISÕES DE AQUISIÇÃO DO PREÇO MÉDIO DE ENERGIA ELÉTRICA POR PARTE DO CUR

### EVOLUÇÃO DOS PREÇOS EM PORTUGAL E ESPANHA

O preço da energia elétrica no mercado diário da OMEL para Portugal tem evoluído de uma forma descontínua. Registou-se uma diminuição acentuada entre novembro de 2008 (76,7 €/MWh) e março de 2010 (cerca de 20 €/MWh), tendo a partir dessa data voltado a crescer até atingir quase 59 €/MWh em setembro de 2011.

**Figura 2-3 - Preços mercado diário Portugal**



Fonte. ERSE com base em dados OMEL

No caso do mercado espanhol, e para um maior período de análise, observa-se uma tendência semelhante.

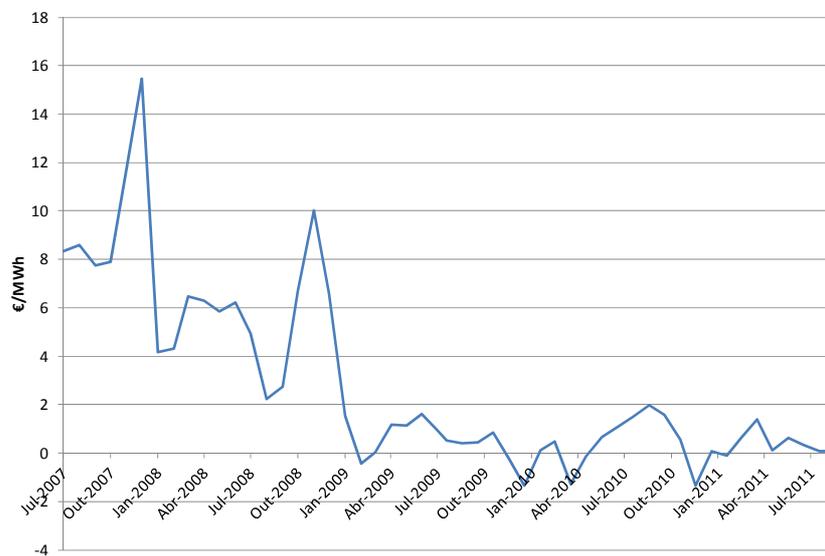
**Figura 2-4 - Preços mercado diário Espanha**



Fonte. ERSE com base em dados OMEL

Sublinhe-se que o diferencial de preços entre Portugal e Espanha tem vindo a diminuir desde o arranque do MIBEL em julho de 2007.

**Figura -2-5 - Diferencial de preço entre Portugal e Espanha**

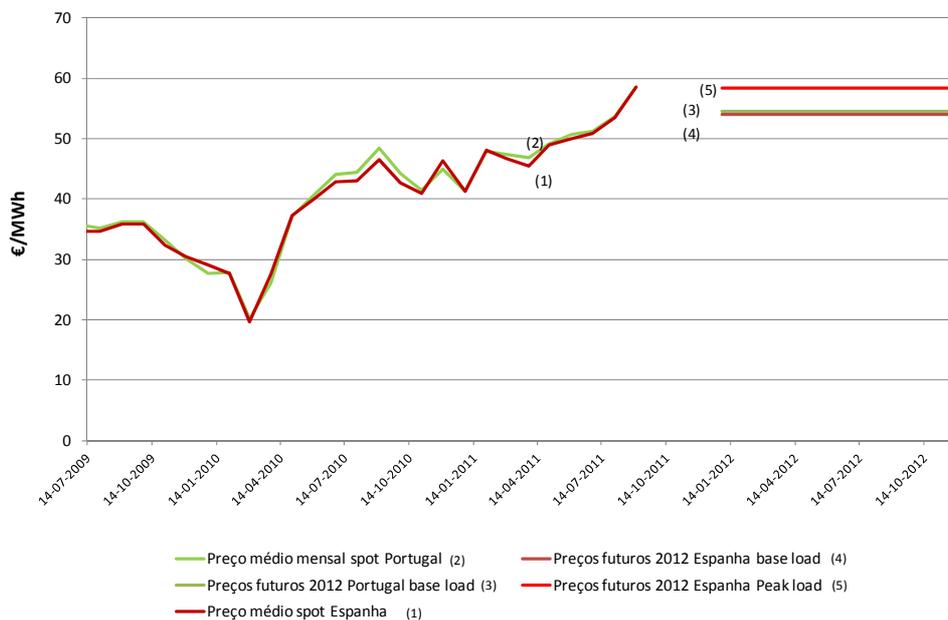


Fonte. ERSE com base em dados OMEL

Os preços dos contratos de futuros<sup>2</sup> apontam para a manutenção dos valores do preço de energia entre 54 €/MWh e 59 €/MWh em 2012.

<sup>2</sup> Média mensal em setembro

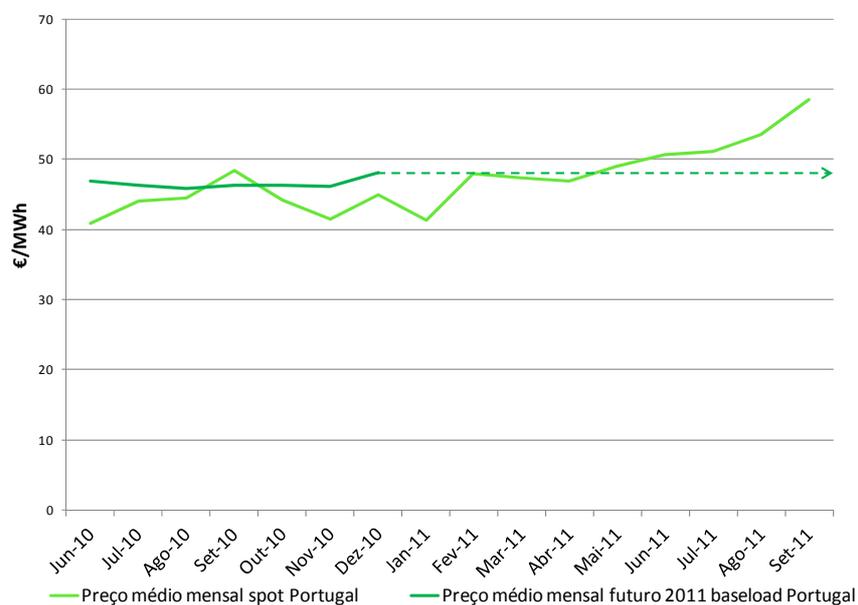
Figura 2-6 - Evolução do preço *spot* e dos mercados de futuros



Fonte: OMIP

Porém, os preços de futuros refletem as condições de mercado *spot* com um prémio de risco, como mostra a Figura 2-7. Nesta figura compara-se a evolução dos preços dos contratos de futuros *baseload* para Portugal para entrega em 2011.

**Figura 2-7 - Evolução do preço médio *spot* e dos mercados de futuros**



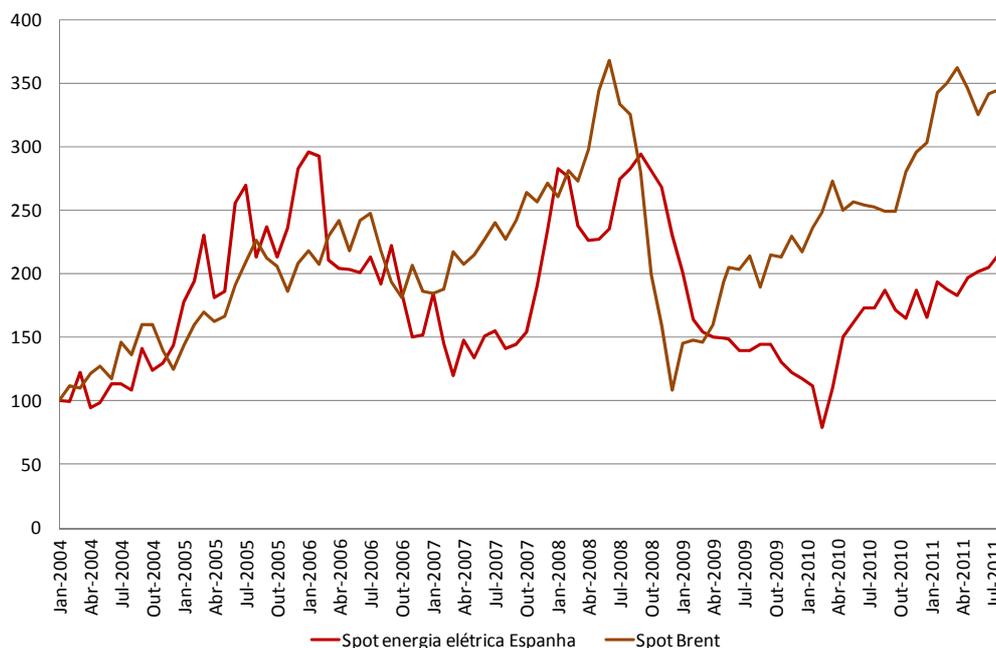
Fonte: ERSE com base em dados OMEL e OMIP

Assim, a observação dos mercados de futuros pode não constituir uma base fidedigna de previsão da evolução dos preços de energia elétrica, justificando-se para este efeito complementar esta observação com uma análise aos fatores explicativos da evolução do preço de energia elétrica.

#### FATORES EXPLICATIVOS DA EVOLUÇÃO DO PREÇO DA ENERGIA ELÉTRICA

A evolução do preço de energia elétrica no mercado *spot* ibérico e o preço do petróleo estão correlacionados como mostra a Figura 2-8.

**Figura 2-8 - Preços médios mensais energia elétrica Espanha e Brent (euros)**

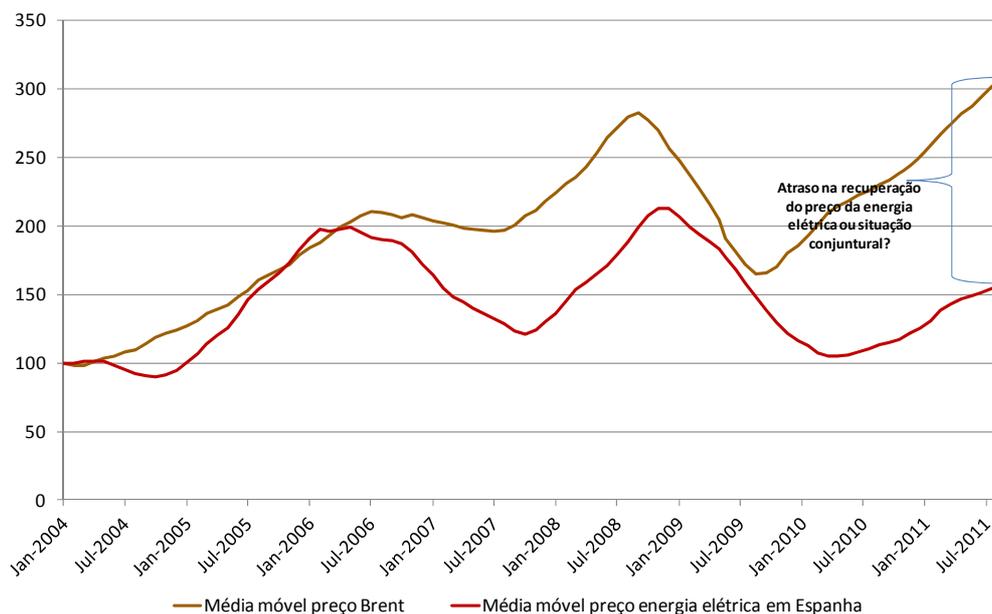


Fonte: ERSE com base em dados OMEL e Reuters

Como se verá, esta correlação advém, em grande parte, da relevância da energia elétrica produzida pelas centrais a gás natural de ciclo combinado na definição dos preços de mercado da energia vendida.

A Figura 2-9 mostra que caso os efeitos decorrentes da sazonalidade, nomeadamente o impacte da hidraulicidade na evolução dos custos marginais do sistema, forem anulados, recorrendo-se para este efeito à média móvel, a correlação aumenta: de 0,57 para 0,66.

**Figura 2-9 - Média móvel mensal preços spot energia elétrica e Brent (euros)**



Fonte: ERSE com base em dados OMEL e Reuters

Contudo, no final do período analisado na figura verificou-se um desfasamento, de cerca de 8 meses, entre a evolução do preço do petróleo e a evolução do preço da energia elétrica. Esse período de desfasamento tem vindo a aumentar. Esta “divergência temporal” reflete em parte o desfasamento existente<sup>3</sup> entre o preço do petróleo e os custos de produção das centrais de ciclo combinado a gás natural. Contudo, no caso presente este não deverá ser o único fator.

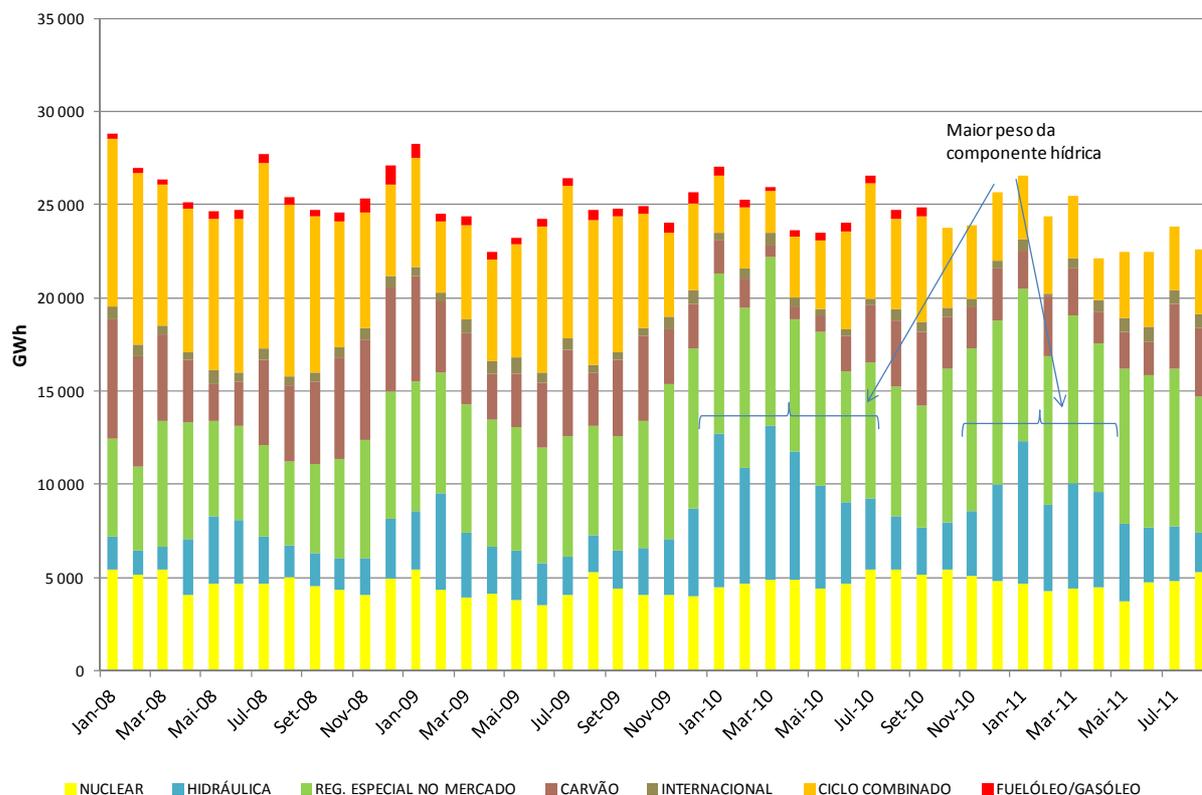
Registe-se aliás que a correlação entre as médias móveis do preço da energia elétrica e do petróleo calculada o ano passado para a série terminada em setembro de 2010 é de 0,77.

De modo a melhor se entender os motivos para este desfasamento é analisado com mais cuidado o mix de produção que, para além dos custos dos combustíveis, influencia a evolução do preço de energia elétrica.

No que diz respeito ao mix de produção, assistiu-se no 1º semestre de 2011, tal como já tinha acontecido no 1.º semestre de 2010, a um maior peso da produção de origem hídrica na energia transacionada na OMEL.

<sup>3</sup> Devido às condições definidas contratualmente de aquisição do gás natural a médio ou longo prazo.

Figura 2-10 - Energia transacionada por tecnologia

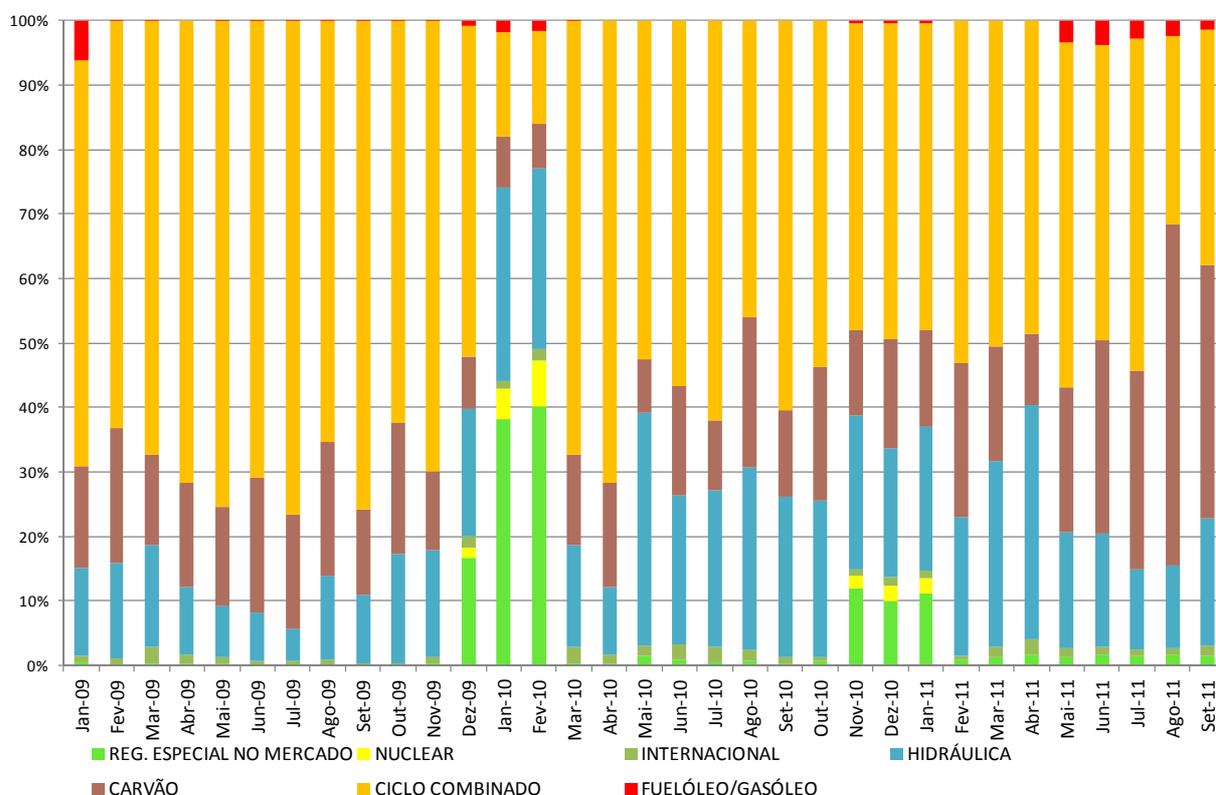


Fonte: OMEL

Porém, ao contrário do ocorrido no 1º trimestre do ano anterior as tecnologias que definiram o preço de fecho em 2011 foram as centrais térmicas ordinárias, designadamente as centrais de ciclo combinado a gás natural, cujo custo marginal de produção está bastante dependente do preço do petróleo (com desfasamento até 6 meses) e as centrais a carvão. Registe-se que o grande peso da produção de centrais a carvão na definição do preço de energia elétrica não é usual. Tal facto pode evidenciar uma alteração da ordem de mérito das centrais a carvão<sup>4</sup>, tradicionalmente centrais de base.

<sup>4</sup> Provavelmente não por força da alteração do preço relativo do carvão e do gás natural, mas pela necessidade de escoar grandes quantidades de gás natural associados a contratos de *take or pay*.

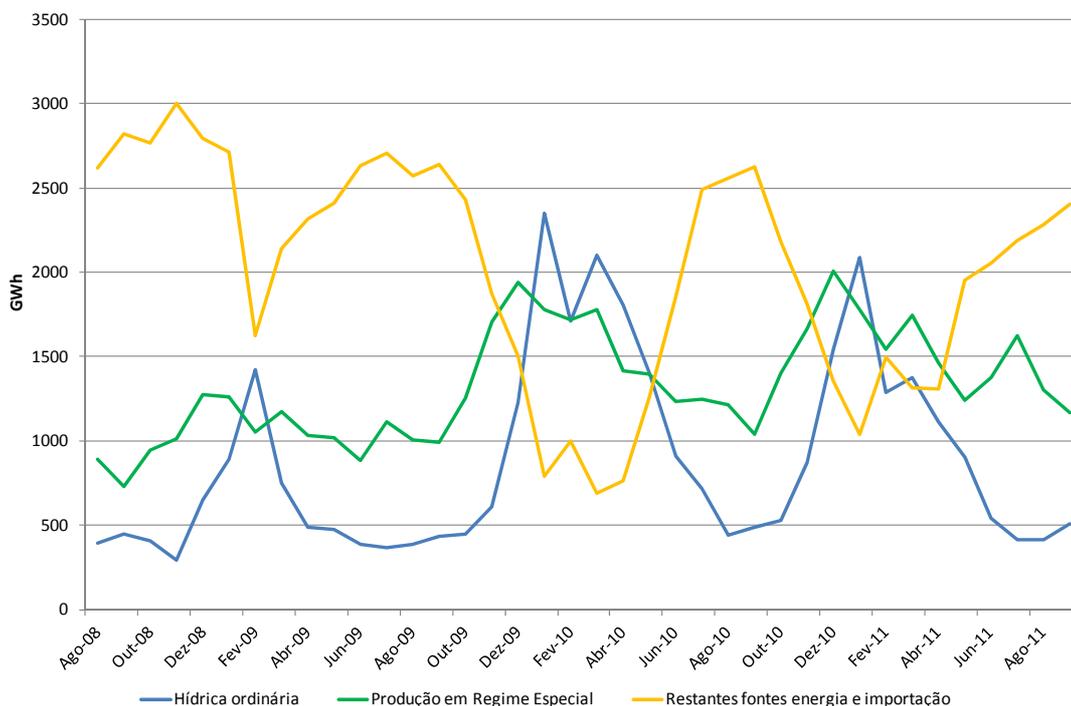
**Figura 2-11 - Peso relativo das tecnologias com preços ofertados acima de 95% do preço de mercado MIBEL**



Fonte: OMEL

Numa análise mais abrangente em termos temporais e para o caso português, observa-se na Figura 2-12 que o peso no consumo da produção em regime especial e da produção das grandes hídricas foi anormalmente elevado entre o 4º trimestre de 2010 e o primeiro trimestre de 2011. Situação semelhante, já tinha ocorrido no ano anterior. Observa-se igualmente que, tal como no ano de 2010, o peso da produção ordinária é reposto a partir do 2.º trimestre, embora em 2011 de uma forma acentuada e mais cedo do que no ano anterior.

**Figura 2-12 - Satisfação do consumo referido à emissão**



Fonte: ERSE, com base em dados REN

As razões que explicam essa evolução são conhecidas:

- Queda do consumo de energia elétrica.
- Entrada em funcionamento de novos projetos de produção em regime especial, designadamente eólicos.

O maior peso da produção em regime ordinária face ao ano anterior pode explicar-se pela menor hidraulicidade.

O efeito da produção em regime especial no preço de mercado é importante, tendo em conta que o preço desta fonte de energia não é definido no mercado grossista, a maior produção conduz a uma diminuição da procura residual em mercado, levando, em consequência, à diminuição do seu preço.

Pondo de parte o incremento da produção em regime especial, a diminuição da produção em regime ordinário ocorrida no início de 2011 tem razões de ordem conjuntural. A reposição desta produção no resto do ano, fruto de uma menor hidraulicidade, tem impacto no preço de energia elétrica.

Este facto, conjugado com o aumento do preço do petróleo, é o principal fator explicativo do aumento observado nos últimos meses no preço da energia elétrica.

O preço do petróleo encontra-se há algum tempo ao nível do segundo trimestre de 2008, sendo que a média móvel do seu preço situa-se a um nível ainda mais alto do que no 3.º trimestre de 2008.

**Figura 2-13 - Evolução preço Brent (EUR/bbl)**



Fonte: Reuters

A evolução mais recente do preço do petróleo aponta para a sua estagnação, embora a um nível bastante elevado.

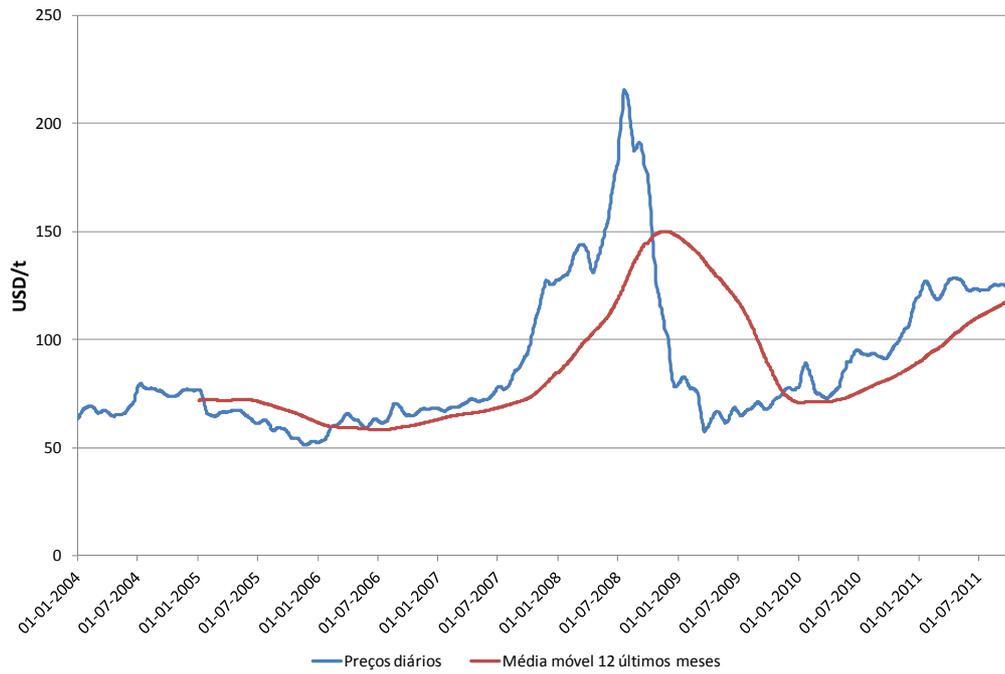
**Figura 2-14 - Evolução preço Brent (EUR/bbl)**



Fonte: Reuters

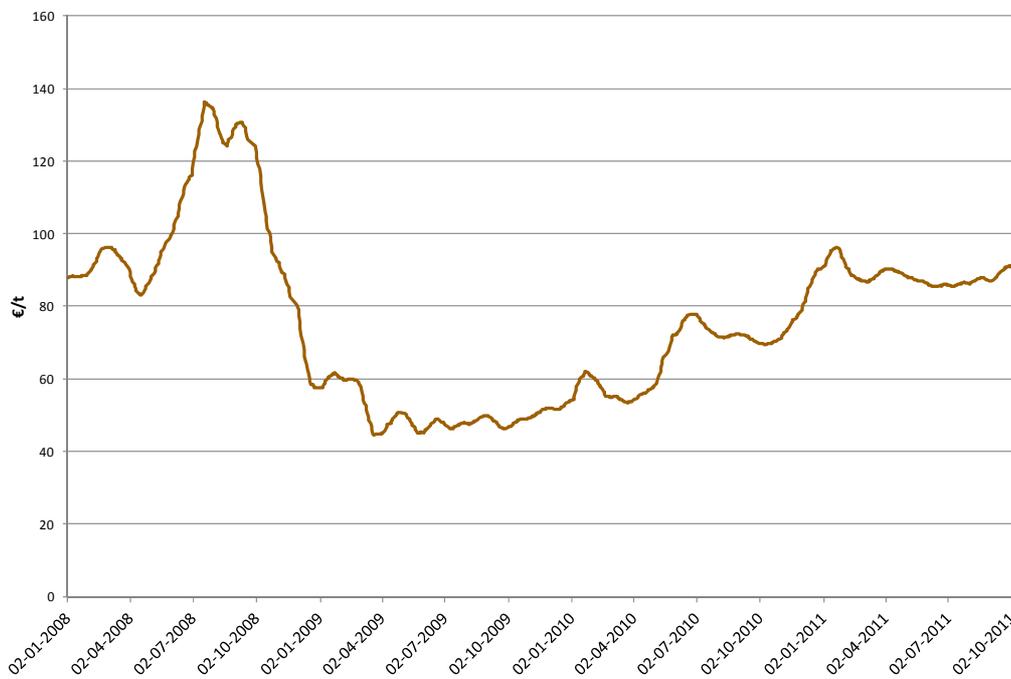
O gráfico seguinte mostra que no caso do preço do carvão observa-se igualmente um incremento face a 2010, embora desde o 1.º trimestre de 2011 o preço do carvão tenha estagnado.

**Figura 2-15 - Evolução preço carvão API#2 CIF ARA (USD/t)**



Fonte: Reuters

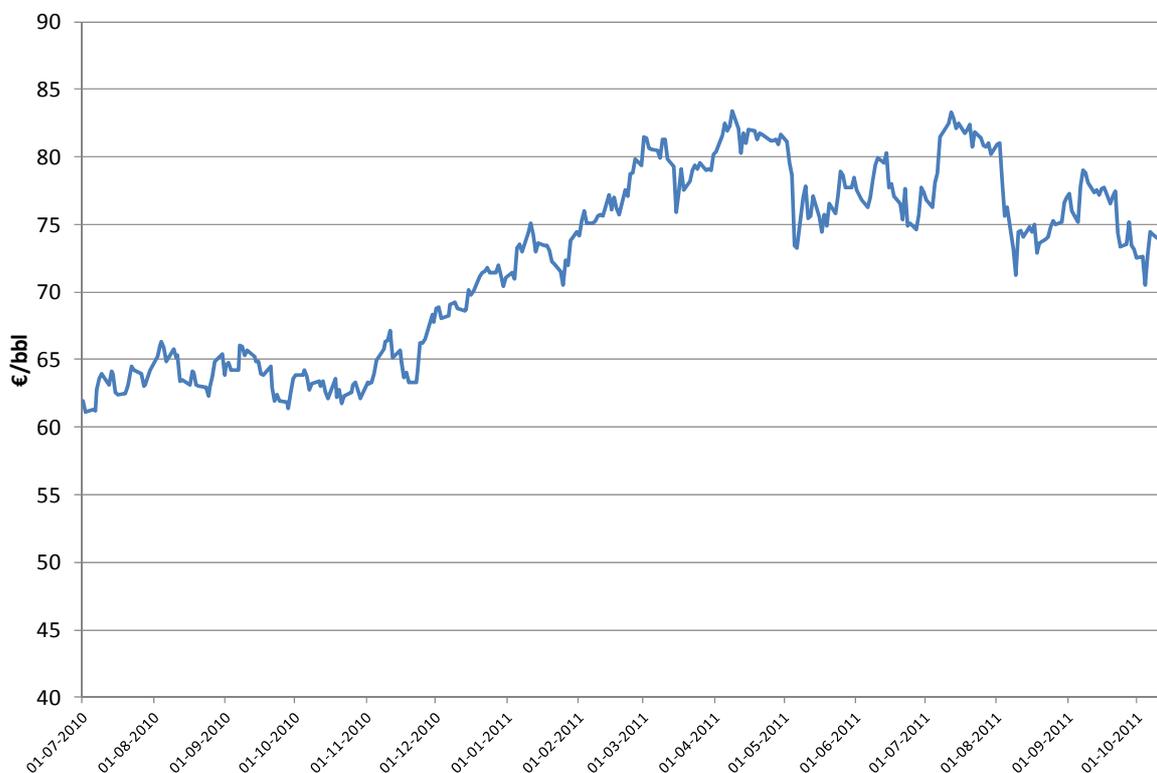
**Figura 2-16 - Evolução preço carvão API#2 CIF ARA (euros /t)  
base 100 2008**



Fonte: Reuters

Os preços no mercado de futuros do petróleo para entrega no final do próximo ano estão abaixo dos preços que se verificam atualmente.

**Figura 2-17 - Preço de futuros petróleo Brent entrega a 14 meses**



Fonte: Reuters

## PREVISÕES

Pelo referido, considera-se que os valores atuais do mercado *spot* de energia elétrica para Portugal, em torno dos 60 €/MWh<sup>5</sup>, estão ligeiramente acima do que se deverá verificar em 2011, como apontam os valores do mercado de futuros de energia elétrica e do petróleo para esse ano. Esta previsão assenta principalmente nas seguintes constatações:

- Vão continuar a fazer-se sentir os efeitos do aumento da produção em regime especial, conjugada com a diminuição do consumo.
- Os efeitos da hidraulicidade anormalmente elevada, ocorrida no primeiro trimestre, reverteram-se durante o Verão, sendo que os preços atuais refletem condições climáticas desfavoráveis para a produção hidroelétrica.

<sup>5</sup> Preços à fronteira

- Os preços das matérias-primas têm-se mantido constantes, não se perspetivando um aumento do preço do petróleo.

Assim, quanto ao preço do petróleo assume-se um cenário relativamente prudente para a evolução do mesmo (110 USD/bbl).

Não se considera que o preço da energia elétrica cresça para além do atual patamar, devido a fatores estruturais e conjunturais apontados, em especial o incremento da produção em regime especial conjugado com a diminuição do consumo que conduzem a uma diminuição da procura residual em mercado.

Deste modo, com base nos preços observados nos últimos meses nos mercados de futuros, as previsões da ERSE para 2012 e as estimativas para 2011 (com dados reais até agosto) do preço médio de aquisição do CUR em Portugal são as constantes do quadro seguinte.

**Quadro 2-2 - Previsões de preços de aquisição do CUR<sup>6</sup> para 2011 e para 2012**

	2011		2012
	Tarifas 2011	Tarifas 2012 (valores reais até Agosto)	Tarifas 2012
Preço médio de aquisição do CUR em Portugal €/MWh	47,40	52,5	60,1
Preço petróleo USD/bbl	80,0	101,3	109,6
Índice de produtividade hidroelétrica	1,0	≈1,0	1,0

Ao preço de aquisição do CUR (que inclui os serviços de sistema) há que adicionar os custos decorrentes dos desvios de faturação associados à aquisição de energia elétrica para fornecimento. Para 2011, estima-se que, em termos unitários, estes custos sejam de 1,04 €/MWh e prevê-se para 2012 que estes custos sejam de 0,46 €/MWh.

<sup>6</sup> O preço médio de aquisição do CUR em Portugal que se apresenta inclui os serviços de sistema e o acerto ao preço base decorrente do perfil de compras. No que diz respeito a 2011 o preço médio de aquisição incorpora igualmente o efeito da maior parte das quantidades terem sido adquiridas no primeiro semestre, fruto da saída dos clientes para o mercado excluindo custos de funcionamento.

## 2.4 ALTERAÇÕES LEGISLATIVAS E REGULAMENTARES COM IMPACTE NOS PROVEITOS PERMITIDOS DE 2012

Tendo em conta, o início de um novo período de regulação em 2012 e a necessidade de incorporar alterações resultantes da experiência de aplicação dos regulamentos, com o objetivo de melhorar a sua clareza e eficácia e internalizar as alterações legislativas entretanto ocorridas, procedeu-se em 2011 a uma revisão regulamentar que abrangeu o Regulamento de Relações Comerciais (RRC), o Regulamento Tarifário (RT) e o Regulamento de Acesso às Redes e às Interligações (RARI) do sector elétrico.

Das várias matérias objeto de revisão salientam-se as seguintes:

- Simplificação da metodologia de cálculo dos custos de operação e manutenção da atividade de Transporte de Energia Elétrica.
- Incorporação das alterações decorrentes da Portaria n.º 592/2010, de 29 de julho, relativa ao regime de interruptibilidade e das alterações decorrentes da Resolução do Conselho de Ministros n.º 49/2010, que aprovou um contrato de concessão atribuído à REN para exploração de uma zona piloto para o aproveitamento de energia a partir de ondas marítimas.
- Melhoria da metodologia de aplicação do *price-cap* da atividade de Distribuição de Energia Elétrica: tratamento diferenciado do OPEX e CAPEX e reanálise dos drivers de custos.
- Promoção da inovação nas redes, garantindo uma partilha equilibrada de risco entre as partes.
- Fixação da taxa para cálculo dos encargos ou proveitos financeiros associados ao saldo acumulado da conta de Correção de Hidraulicidade decorrente da extinção daquele mecanismo estabelecida pelo Decreto-Lei n.º 110/2010, de 14 de outubro.
- Alteração do mecanismo do aprovisionamento do CUR: (i) separação de funções de aquisição de energia elétrica para fornecimento dos clientes do CUR e de aquisição da energia elétrica aos Produtores em Regime Especial (PRE) e (ii) mecanismo de aprovisionamento racional do CUR.
- Reforço da regulação por incentivos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica.
- Alteração da forma de regulação dos custos operacionais de exploração da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema das regiões autónomas de custos aceites para uma regulação por incentivos.
- Melhoria da metodologia de aplicação do *price-cap* da atividade de Distribuição e de Comercialização de Energia Elétrica nas regiões autónomas.
- Alteração do mecanismo de incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição.
- Alteração ao mecanismo de incentivo à melhoria da qualidade de serviço em vigor.

- Introdução de preços de entrada na tarifa de Uso da Rede de Transporte a pagar pelos produtores de energia elétrica em regime ordinário e em regime especial, deixando assim esta tarifa de ser integralmente paga pelos consumidores.
- Mecanismo de cálculo das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em MAT, AT, MT e BTE, decorrido o período transitório até 31 de dezembro 2011.

Paralelamente, ocorreram em 2011 alterações legislativas com impacte na atuação da ERSE, nomeadamente no cálculo dos proveitos permitidos para 2012, que se apresentam resumidas de seguida:

PROVEITOS PERMITIDOS DAS EMPRESAS REGULADAS DO SECTOR ELÉTRICO EM 2012

Principais condicionantes da determinação dos proveitos

Diploma	Descrição	Atividade regulada	Efeitos
<b>Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de junho (artigo 73.º-A)</b>	O artigo 73.º-A introduz o mecanismo de diferimento dos sobrecustos com a aquisição de energia a produtores em regime especial (PRE). Assim, para efeitos de cálculo das tarifas para 2012, o sobrecusto da PRE, incluindo os ajustamentos dos dois anos anteriores, devem ser repercutidos nos proveitos permitidos por um período quinquenal. Este mecanismo poderá ser usado nos anos subsequentes para efeitos de estabilidade tarifária até 2020.	EDPD – Atividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte	Redução de proveitos permitidos
<b>Resolução do Conselho de Ministros n.º 34/2011, de 1 agosto</b>	Aprova o calendário para a extinção gradual das tarifas reguladas de venda a clientes finais de eletricidade a clientes em baixa tensão com potência contratada inferior ou igual a 41,4kVA e superior ou igual a 10,35kVA a partir de 1 de julho de 2012. Define, também, a extinção a partir de 1 de janeiro de 2013 das tarifas reguladas de venda de eletricidade a clientes finais em baixa tensão com potência contratada inferior a 10,35 kVA.	EDP SU – Atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do comercializador de último recurso.  EDP SU – Atividade de Comercialização	Redução de proveitos permitidos.
<b>Portaria n.º 117/2011, de 25 de março</b>	Possibilita a prestação do serviço de interruptibilidade pelos consumidores em MAT, AT e MT que, contratando a sua energia elétrica diretamente em mercado organizado, através de contratação bilateral ou através de comercializadores não regulados, ofereçam um valor de potência máxima interruptível inferior a 4 MW e não inferior a 0,25 MW, ou superior a 4MW desde que não prestem serviço de interruptibilidade ao abrigo da Portaria n.º 592/2010.	REN - Atividade de Gestão Global do Sistema	Acréscimo de proveitos permitidos
<b>Regulamento da ERSE n.º 464/2011, de 20 de julho, publicado em Diário da República a 3 de agosto</b>	Estabelece disposições aplicáveis ao exercício das atividades de mobilidade elétrica abrangidas pela regulação da ERSE, designadamente os métodos para a formulação e cálculo de tarifas a aplicar pelo Gestor de Operações da Rede de Mobilidade Elétrica aos Comercializadores de Eletricidade para a Mobilidade Elétrica, bem como às obrigações do Gestor de Operações da Rede de Mobilidade Elétrica, nomeadamente, em matéria de prestação de informação.  No âmbito do sector elétrico é definido no artigo 18.º do Regulamento para a Mobilidade Elétrica a necessidade de fixação da tarifa de acesso às redes de	-	Não tem efeitos nos proveitos do sector elétrico.

PROVEITOS PERMITIDOS DAS EMPRESAS REGULADAS DO SECTOR ELÉTRICO EM 2012

Principais condicionantes da determinação dos proveitos

Diploma	Descrição	Atividade regulada	Efeitos
	energia elétrica aplicável às entregas dos comercializadores de energia para a mobilidade elétrica.		
<b>Portaria n.º 268/2011, de 16 de setembro</b>	Altera a Portaria n.º 1308/2010, de 23 de dezembro, prorrogando até 30 de novembro de 2012 o período de instalação de equipamentos de medida, registo e controlo necessários à gestão, controlo e medida do serviço de interruptibilidade.	REN - Atividade de Gestão Global do Sistema	Não quantificável em termos de proveitos.
<b>Decreto-Lei n.º 102/2011, de 30 de setembro</b>	Cria o apoio social extraordinário ao consumidor de energia, destinado às pessoas singulares que se encontrem em situação de beneficiar da tarifa social de eletricidade.	-	Não quantificável em termos de proveitos.
<b>Despacho n.º 13011/2011, de 29 de setembro</b>	Determina o limite máximo de variação das tarifas aplicáveis aos consumidores economicamente vulneráveis.	REN Trading – Atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial  EDPD – Atividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte	Redução de proveitos permitidos.
<b>Portaria n.º 279/2011, de 17 de outubro</b>	Define a taxa de juro associada ao mecanismo de diferimento dos sobrecustos com a aquisição de energia a produtores em regime especial (PRE).	EDPD – Atividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte	Redução de proveitos permitidos
<b>Decreto-Lei n.º 109/2011, de 18 de novembro</b>	Diferimento excecional para 2013 do ajustamento anual do montante da compensação referente a 2010, devido pela cessação antecipada dos Contratos de Aquisição de Energia.	EDPD - Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte	Redução de proveitos permitidos.

### **3 ATIVIDADE DESENVOLVIDA PELO AGENTE COMERCIAL (SOBRECUSTO CAE)**

A REN Trading, enquanto Agente Comercial, exerce a função de gestor dos Contratos de Aquisição de Energia (CAE) remanescentes, celebrados com a Turbogás e com a Tejo Energia. Assim, o Agente Comercial, no âmbito da sua atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica, adquire energia elétrica produzida pelas centrais com CAE e revende-a em regime de mercado. A diferença entre os custos desta energia elétrica, definidos nos CAE, e as receitas da sua venda corresponde ao sobrecusto CAE. Este sobrecusto é recuperado através da tarifa de Uso Global do Sistema aplicada pelo operador da rede de transporte.

#### **ANÁLISE DO SOBRECUSTO**

O Quadro 3-1 apresenta os valores do sobrecusto com os CAE previsto pela ERSE para 2012, do sobrecusto estimado para 2011, bem como do verificado em 2010.

**Quadro 3-1 - Diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores com CAE previsto para 2012**

		Unidade: 10 <sup>3</sup> EUR				
		2010	2011	2012	[(3)-(1)]/(1)	[(3)-(2)]/(2)
		Verificado	Tarifas 2012	Tarifas 2012	%	%
		(1)	(2)	(3)		
<b>Encargo de Potência</b>						
(1a)	Tejo Energia	107 342	121 485	123 915	15,4%	2,0%
(1b)	Turbogás	108 790	110 714	112 928	3,8%	2,0%
(1)=(1a)+(1b)	Total	216 132	232 199	236 843	9,6%	2,0%
<b>Encargo de Energia</b>						
(2a)	Tejo Energia	60 150	99 731	131 038	117,8%	31,4%
(2b)	Turbogás	255 544	270 635	260 258	1,8%	-3,8%
(2)=(2a)+(2b)	Total	315 694	370 367	391 296	23,9%	5,7%
<b>Licenças de CO<sub>2</sub></b>						
(3a)	Tejo Energia	-16 665	-8 317	-335	-98,0%	-96,0%
(3b)	Turbogás	8 459	6 400	2 873	-66,0%	-55,1%
(3c)	SWAP	40	0	-	-	-
(3)=(3a)+(3b)	Total	4 340	-1 917	2 537	-41,5%	-
<b>Receitas sem serviços de sistema</b>						
(4a)	Tejo Energia	91 091	134 108	181 110	98,8%	35,0%
(4b)	Turbogás	212 665	264 348	270 389	27,1%	2,3%
(4)=(4a)+(4b)	Total	303 755	398 456	451 499	48,6%	13,3%
<b>Receitas com reserva e regulação terciária</b>						
(5a)	Tejo Energia	11 536	9 111	9 111	-21,0%	0,0%
(5b)	Turbogás	11 523	5 933	5 933	-48,5%	0,0%
(5)=(5a)+(5b)	Total	23 058	15 044	15 044	-34,8%	0,0%
<b>Saldo VPP</b>						
(6a)	Tejo Energia	-1 602	0	0	-	-
(6b)	Turbogás	-1 244	0	0	-	-
(6)=(6a)+(6b)	Total	-2 845	0	0	-	-
<b>Diferencial de custo (sobrecusto CAE)</b>						
(7a)=(1a)+(2a)+(3a)-(4a)-(5a)-(6a)	Tejo Energia	49 802	69 681	64 396	29,3%	-7,6%
(7b)=(1b)+(2b)+(3b)-(4b)-(5b)-(6b)	Turbogás	149 849	117 468	99 737	-33,4%	-15,1%
(7c)=(3c)	SWAP	40	0	0	-	-
(7)=(7a)+(7b)	Total	199 691	187 148	164 134	-17,8%	-12,3%

Fonte: REN Trading, ERSE

Observa-se que os encargos de potência previstos para 2012 são superiores ao estimado para o ano de 2011, o que decorre da evolução prevista das variáveis monetárias que influenciam este encargo, designadamente as taxas de juro e de inflação. No que diz respeito aos encargos de energia, a Turbogás deverá apresentar em 2012 valores inferiores em cerca de 3,8% aos valores estimados para 2011, enquanto no caso da Tejo Energia esse encargo deverá ser superior em 2012 em 31,4%, face ao estimado para 2011.

Em contraponto, prevê-se que as receitas com a venda de energia elétrica sejam em ambos os casos superiores ao valor estimado para 2011, de 2,3% no caso da Turbogás e de 35,0% no caso da Tejo Energia, como consequência do preço médio de venda de energia elétrica em Portugal, considerado nas previsões da ERSE, ser superior ao valor médio estimado para 2011. No caso da Tejo Energia, esta

evolução decorre igualmente de se esperar que a produção em 2012 seja superior à produção estimada para 2011. A diminuição prevista para a produção da central da Turbogás reflete a revisão do Acordo de Gestão de Consumo da central.

**Quadro 3-2 - Principais pressupostos do cálculo do sobrecusto previsto para 2012**

Preço mercado (preço médio mensal ponderado Portugal)		
	€/MWh	56,2
Tejo Energia	Quantidades GWh	2 832
	Custo variável EUR/MWh	46,3
Turbogás	Quantidades GWh	3 967
	Custo variável EUR/MWh	65,6

Fonte: REN Trading, ERSE

**PROVEITOS PERMITIDOS DA ATIVIDADE DE COMPRA E VENDA DE ENERGIA ELÉTRICA DO AGENTE COMERCIAL**

O montante de proveitos permitidos ao Agente Comercial na atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica é dado pela expressão estabelecida de acordo com o n.º 1 do artigo 73.º do Regulamento Tarifário. O Quadro 3-3 apresenta as várias parcelas que estão na origem dos 133 631 milhares de euros, referentes aos proveitos permitidos de 2012.

**Quadro 3-3 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível dos proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica**

	Unidade: 10³ EUR	
	Tarifas 2011	Tarifas 2012
Diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores com CAE	202 299	166 924
Custos com aquisição de energia elétrica, aos produtores com CAE	574 947	630 676
Outros custos, designadamente, custos com pagamentos da tarifa de URT a aplicar aos produtores com CAE	0	2 790
Proveitos com a venda da energia elétrica dos produtores com CAE	372 648	466 543
<b>Custos de funcionamento no âmbito da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial</b>	<b>1 569</b>	<b>1 215</b>
Custos de exploração da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica (valor líquido)	1 549	1 199
Amortizações do ativo fixo afecto à atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica	17	12
Valor médio do ativo fixo afecto à atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica, líquido de amortizações e participações	51	30
Taxa de remuneração do ativo fixo afecto à atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica	7,6%	9,0%
Valor previsto estimado para o ajustamento dos proveitos permitidos da atividade de CVEE do Agente Comercial, no ano t-1	-63 945	14 214
Ajustamento no ano t, dos proveitos permitidos da atividade de CVEE do Agente Comercial, tendo em conta os valores ocorridos em t-2	-32 026	20 293
<b>Proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica a transferir para a GGS</b>	<b>299 839</b>	<b>133 631</b>



#### **4 ATIVIDADES DESENVOLVIDAS PELA ENTIDADE CONCESSIONÁRIA DA RNT**

A REN, S.A. enquanto entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte (RNT), desenvolve duas atividades, Gestão Global do Sistema e Transporte de Energia Elétrica.

Neste ponto, apresentam-se os proveitos permitidos para cada atividade regulada da entidade concessionária da RNT para 2012, descrevem-se e justificam-se as decisões tomadas pela ERSE respeitantes às atividades reguladas da entidade concessionária da RNT em 2012. Identificam-se também as principais decisões de gestão tomadas pela REN com impacte no valor dos proveitos permitidos no ano de 2012.

Começa-se por uma análise de questões que são comuns a todas as atividades reguladas da REN, seguindo-se uma análise de questões específicas de cada atividade.

##### **INFORMAÇÃO ENVIADA**

A transição para o novo normativo contabilístico ocorrido em 2010 está refletida na informação enviada pela REN respeitante aos anos de 2010 a 2012. Esta informação inclui nomeadamente:

- Balanços de energia elétrica.
- Orçamento de investimentos e caracterização física das obras.
- Auditoria à aplicação do mecanismo de custos de referência para os anos de 2009 e 2010.
- Informação económica das atividades reguladas, que por sua vez inclui mapas resumo dos investimentos, demonstrações financeiras de resultados regulados, imobilizados líquidos em exploração e os movimentos de imobilizado para os anos 2010 a 2014.

De uma forma geral, a informação numérica enviada está desagregada de acordo com as necessidades da regulação. Futuramente deverá ser facultada informação com algum detalhe adicional, nomeadamente o reporte dos custos imputados às atividades reguladas por outras empresas do Grupo REN.

##### **4.1 ATIVIDADE DE GESTÃO GLOBAL DO SISTEMA**

O custo total da atividade de Gestão Global do Sistema (GGS) resulta dos custos diretamente relacionados com a gestão do sistema e com os custos decorrentes da política energética, ambiental ou de interesse económico geral.

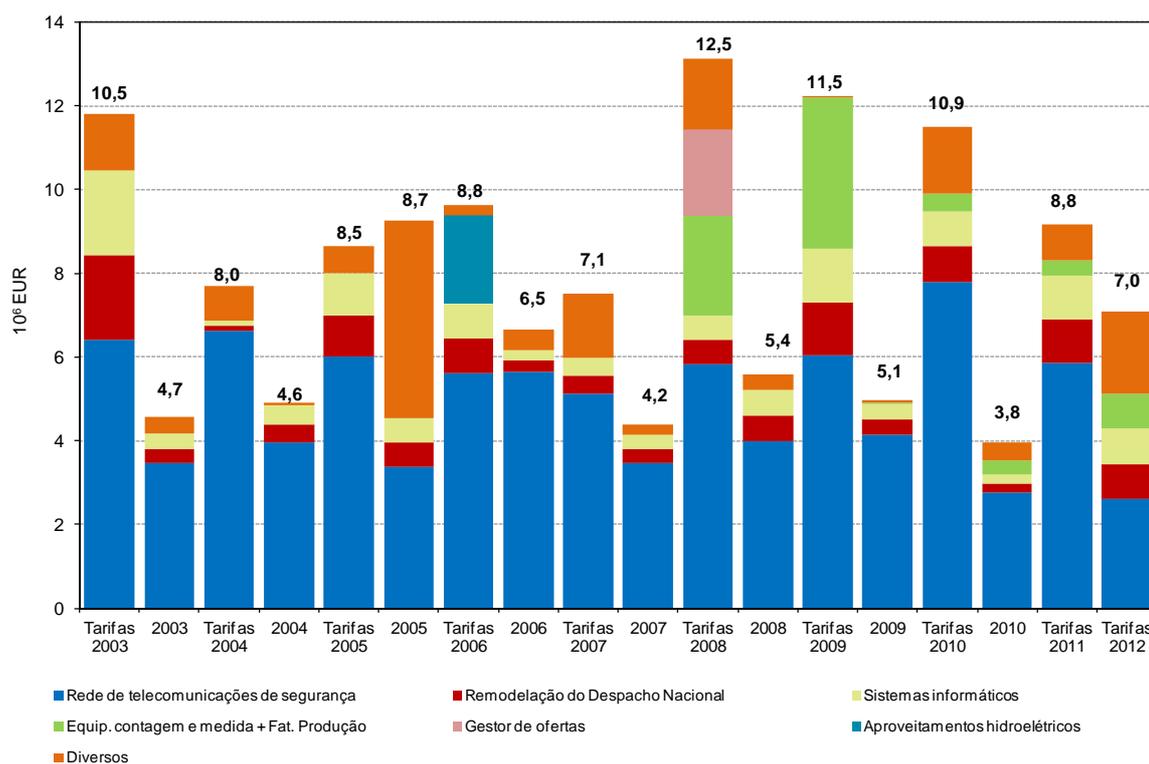
As variações ocorridas no custo unitário da GGS resultam essencialmente dos custos decorrentes de política energética, ambiental ou de interesse económico geral imputados a esta tarifa, os quais serão objeto de análise neste ponto.

#### 4.1.1 CUSTOS DIRETAMENTE RELACIONADOS COM A ATIVIDADE DE GESTÃO GLOBAL DO SISTEMA

A atividade de Gestão Global do Sistema é regulada por remuneração dos ativos em exploração e por custos aceites em base anual, ambos ajustáveis *a posteriori*.

Na Figura 4-1 pode ser observada a evolução dos valores de investimento ocorridos entre 2003 e 2010, bem como os valores aceites pela ERSE no cálculo das tarifas de 2003 a 2012.

**Figura 4-1 - Investimento a custos técnicos na atividade de Gestão Global do Sistema entre 2003 e 2012**



Da análise da Figura 4-1, verifica-se que nesta atividade o grau de realização do investimento específico fica, na generalidade, aquém do previsto, sendo que os maiores desvios nos últimos anos ocorreram ao nível do investimento de equipamento de contagem e medida e o gestor de ofertas. Realça-se também que 2010 foi o ano com menor nível de investimento no período em análise.

**Quadro 4-1 - Custos de exploração líquidos de proveitos de exploração que não resultam da aplicação da tarifa de UGS**

Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

	Tarifas 2011	Tarifas 2012	Desvio (Tarifas 2012 - Tarifas 2011)	
			Valor	%
Materiais Diversos	0	0	0	-
Fornecimentos e Serviços Externos	13 332	13 688	356	2,7%
Custos com Pessoal	6 297	4 931	-1 366	-21,7%
Outros Custos Operacionais <sup>[1]</sup>	99	2 577	2 477	2500,0%
Impostos	110	370	260	236,6%
Provisões	0	0	0	-
<b>Custos regulação</b>	<b>19 838</b>	<b>21 566</b>	<b>1 728</b>	<b>8,7%</b>
Prestação de serviços	196	161	-35	-17,7%
Outros Proveitos Operacionais	1 891	1 704	-187	-9,9%
Trabalhos Própria Empresa	1 191	478	-713	-59,9%
Rendas de Prédios	26	46	20	75,3%
<b>Proveitos regulação</b>	<b>3 304</b>	<b>2 389</b>	<b>-916</b>	<b>-27,7%</b>
<b>Custos de exploração líquidos dos proveitos de exploração que não resultam da aplicação das tarifas de UGS</b>	<b>16 534</b>	<b>19 178</b>	<b>2 643</b>	<b>16,0%</b>

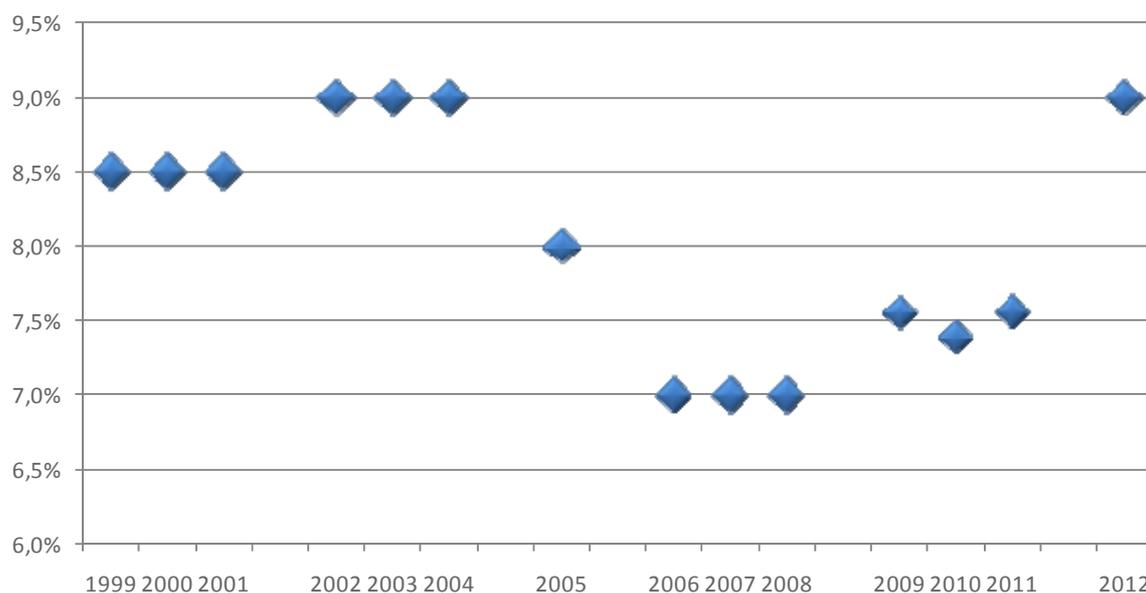
[1] Inclui serviços de sistema (Tunes) em tarifas de 2012

Na análise do Quadro 4-1 verifica-se uma redução acentuada dos custos com pessoal em 21,7% e um acréscimo dos fornecimentos e serviços externos em 2,7%. Os outros custos operacionais incluem em 2012 o valor dos serviços de sistema de Tunes, no montante de 2 500 milhares de euros. Excluindo o efeito dos serviços de sistema de Tunes, os custos de exploração líquidos de proveitos registam um acréscimo de 1%, relativamente ao valor implícito em tarifas de 2011.

**TAXA DE REMUNERAÇÃO DO ATIVO**

A Figura 4-2 apresenta a evolução da taxa de remuneração dos ativos fixos da atividade de Gestão Global do Sistema. Para 2012, a taxa de remuneração resultou das yield das obrigações de longo prazo dos 5 principais países da zona Euro com *rating* AAA<sup>7</sup>, acrescida de um majorante que internaliza o prémio de risco de mercado.

<sup>7</sup> Foram considerados a Alemanha, Áustria, Finlândia, Holanda e França.

**Figura 4-2 - Taxa de remuneração dos ativos fixos na atividade de GGS****CUSTOS COM INTERRUPTIBILIDADE**

Para o ano de 2012 foram considerados nas tarifas os valores para a interruptibilidade desagregados por cada uma das portarias que os enquadram legalmente. Assim, para os custos ao abrigo da Portaria n.º 592/2010 foram considerados 72 033 milhares de euros e para a Portaria n.º 1 309/2010, foram considerados 3 000 milhares de euros, incluindo 146 milhares de euros de juros calculados à taxa de 5,1%. O diferencial entre o valor aceite e a proposta da REN deve-se ao fato de não se vislumbrar que em 2012 possam ocorrer alterações com impacte significativo nos custos de interruptibilidade, face ao estimado para 2011. O excesso de estimativas pode conduzir a desvios significativos nos ajustamentos, como o ocorrido em 2010, em que o valor real ficou abaixo do valor implícito nas tarifas daquele ano em cerca de 31 milhões de euros.

#### 4.1.2 CUSTOS DECORRENTES DE MEDIDAS DE POLÍTICA ENERGÉTICA, AMBIENTAL OU DE INTERESSE ECONÓMICO GERAL

**SOBRECUSTO DA CONVERGÊNCIA TARIFÁRIA DAS REGIÕES AUTÓNOMAS DOS AÇORES E DA MADEIRA**

O Regulamento Tarifário prevê que o sobrecusto com a convergência tarifária entre as Regiões Autónomas e Portugal Continental seja suportado por todos os consumidores nacionais através da tarifa de Uso Global do Sistema.

No quadro seguinte mostra-se o valor do sobrecusto com a convergência tarifária em cada uma das Regiões Autónomas.

**Quadro 4-2 - Sobrecusto com a convergência tarifária das Regiões Autónomas**

Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	T2011	T2012
<b>Custo RAA</b>										
% da RAA na UGS <sup>[1]</sup>	12,04%	13,60%	12,14%	0,00%	0,52%	8,7%	36,7%	8,1%	3,4%	7,4%
sobrecusto RAA	30 103	40 079	48 187	0	3 442	83 236	47 342	79 103	55 598	112 120
<b>% sobrecusto na TVCF</b>	0,77%	0,98%	1,08%	0,00%	0,07%	1,65%	0,95%	1,97%	1,07%	1,94%
<b>Custo RAM</b>										
% da RAM na UGS <sup>[1]</sup>	9,7%	9,6%	6,7%	0,0%	0,1%	5,3%	30,0%	7,6%	2,0%	6,0%
sobrecusto RAM	24 159	28 402	26 473	0	894	50 576	38 686	74 198	33 082	91 272
<b>% sobrecusto na TVCF</b>	0,62%	0,69%	0,59%	0,00%	0,02%	1,00%	0,78%	1,85%	0,64%	1,58%

Notas:

[1] Os valores reais de 2008 a 2010 e os valores de tarifas de 2011 e de 2012 incluem a anuidade relativa à convergência tarifária dos anos de 2006 e 2007.

[2] Em 2009 a GGS exclui os 50 000 milhares de euros referentes ao Despacho do MEI e 447 469 milhares de euros do sobrecusto da PRE. As TVCF, excluem ainda 1 275 681 milhares de euros referentes a ajustamentos da atividade de CVEE do CUR.

O Decreto-Lei n.º 237-B/2006, de 18 de dezembro, determinou que tendo em conta que os aumentos das tarifas para 2007 seriam superiores à taxa de inflação prevista, as tarifas de venda a clientes finais a fixar para o ano de 2007 não incluiriam os custos com a convergência tarifária das Regiões Autónomas e que estes montantes seriam recuperados através da UGS, acrescidos de juros, em prestações constantes, ao longo de um período de 10 anos, a partir de 1 de janeiro de 2008.

O quadro seguinte sintetiza os valores em dívida e o montante da renda a incorporar nos proveitos permitidos da REN, cujo montante terá de ser devolvido em duodécimos às entidades titulares do défice, durante o ano de 2012.

**Quadro 4-3 - Custos com a convergência tarifária das RAS referentes a 2006 e 2007**

Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

	Saldo em dívida em 2011	Juros 2012	Amortização 2012	Serviço da dívida incluído nas tarifas de 2012	Saldo em dívida em 2012
	(1)	(2)	(3)	(4) = (2)+(3)	(5) = (1)-(3)
<b>EDA (BCP e CGD)</b>	<b>71 695</b>	<b>1 468</b>	<b>11 352</b>	<b>12 820</b>	<b>60 343</b>
Convergência tarifária de 2006	25 278	517	4 002	4 520	21 275
Convergência tarifária de 2007	46 417	950	7 350	8 300	39 068
<b>EEM (BCP e CGD)</b>	<b>39 947</b>	<b>818</b>	<b>6 325</b>	<b>7 143</b>	<b>33 622</b>
Convergência tarifária de 2006	9 241	189	1 463	1 652	7 778
Convergência tarifária de 2007	30 706	629	4 862	5 490	25 844

**VALOR PREVISTO DO DESVIO DA RECUPERAÇÃO DO ORT DO CUSTO COM A CONVERGÊNCIA TARIFÁRIA PAGO DURANTE O ANO T-1**

O Quadro 4-4 apresenta o valor previsto do desvio da recuperação pelo operador da rede de transporte em Portugal continental do custo com a convergência tarifária das Regiões Autónomas pago durante o ano t-1.

**Quadro 4-4 - Valor previsto do desvio da recuperação do custo com a convergência tarifária das Regiões Autónomas, pago durante o ano t-1**

Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

		2011
1	Custos com a convergência tarifária da RAA previsto em 2010 para tarifas 2011	55 598
2	Custos com a convergência tarifária da RAM previsto em 2010 para tarifas 2011	33 082
3	Proveitos a recuperar pela REN, no âmbito da GGS, previsto em 2010 para tarifas 2011	555 341
4 = 5*6	Valor previsto dos proveitos faturados pela aplicação da tarifa de UGS em 2011	536 501
5	quantidades (GWh)	50 914
6	tarifa (€/kWh)	0,01054
7	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, valores diários entre 1/01 e 15/11 de 2011	2,007%
8	Spread no ano t-1	2,000%
9 = $[(1+2)/3*4-1-2*(1+(7+8))]$	Valor previsto do desvio da recuperação pela REN do custo com a convergência tarifária das Regiões Autónomas	-3 129

O valor previsto de tarifa (€/kWh) resulta da média ponderada da tarifa publicada pelo Despacho n.º 19 113/2010, de 27 de dezembro, onde foram aprovadas as Tarifas e preços para a energia elétrica para 2011.

### **PARCELA ASSOCIADA AOS TERRENOS HÍDRICOS**

A Portaria n.º 542/2010, de 21 de julho, reviu as taxas a aplicar no cálculo da remuneração dos terrenos e alterou a Portaria n.º 481/2007, de 19 de abril, deixando a taxa de estar indexada à taxa de variação dos últimos 12 meses do Índice de Preços no Consumidor, publicada pelo INE relativamente ao mês de setembro do ano anterior ao da amortização legal dos terrenos em causa e passou a ser calculada com base na taxa *swap* interbancária de prazo mais próximo ao horizonte de amortização legal dos terrenos em causa, verificada no primeiro dia do mês de janeiro, divulgada pela Reuters à hora de fecho de Londres, acrescida de meio ponto percentual. A referida Portaria produziu efeitos a partir de 1 de janeiro de 2011. De referir que o cálculo do horizonte de amortização legal dos terrenos teve como base a média ponderada, da vida útil restante dos diversos investimentos que ocorreram em cada aproveitamento hidroelétrico cuja central hidroelétrica se encontra em exploração. Em tarifas de 2012 o valor será de 23,5 milhões de euros.

### **CUSTOS DECORRENTES DE MEDIDAS DE POLÍTICA ENERGÉTICA, AMBIENTAL OU DE INTERESSE ECONÓMICO GERAL, NOMEADAMENTE CUSTOS DO OMIP E OMI CLEAR**

O Despacho n.º 17 041/2010, de 4 de novembro determinou a cessação do OMIP e da OMIClear, com a efetiva implementação do OMI, que ocorreu até 31 de dezembro de 2010, passando o OMI a autofinanciar-se em mercado. Assim, as tarifas de 2012 apenas incorporam o valor de 232 milhares de euros<sup>8</sup>, referentes ao ajustamento do ano de 2009 (344 milhares de euros)<sup>9</sup>, não considerado nas tarifas de 2011, e o ajustamento referente ao ano de 2010 (-576 milhares de euros)<sup>10</sup>.

### **CUSTOS COM O PLANO DE PROMOÇÃO DE EFICIÊNCIA DO CONSUMO**

O Plano de Promoção da Eficiência no Consumo (PPEC) tem um orçamento de 11,5 milhões de euros para 2012.

### **CUSTOS COM A CONCESSIONÁRIA DA ZONA PILOTO**

A Enondas – Energia das Ondas, S.A., foi constituída para a exploração das águas territoriais Portuguesas em Zona Piloto destinada à produção de energia das ondas, nos termos do Decreto-lei n.º 5/2008, de 8 de Janeiro.

---

<sup>8</sup> Valor a transferir mensalmente pela REN em duodécimos.

<sup>9</sup> Ajustamentos positivos correspondem a valores a pagar pela empresa.

<sup>10</sup> Ajustamentos negativos correspondem a valores a receber pela empresa.

De acordo com o n.º 2 da cláusula 17.ª do contrato de concessão aprovado na Resolução do Conselho de Ministros n.º 49/2010, de 17 de Junho, é reconhecida à Enondas o direito à:

- Recuperação, numa base anual, no ano subsequente ao ano em causa, através dos custos de uso global do sistema elétrico nacional, dos custos com capital designadamente:
  - Remuneração do ativo afeto não financiado por subsídios, durante o período de amortização do mesmo, líquido de amortizações e subsídios, de acordo com uma taxa equivalente à taxa de remuneração dos ativos corpóreos e incorpóreos aplicada ao custo de capital para novos investimentos afetos à atividade de transporte de energia elétrica, nos termos estabelecidos no regulamento tarifário, publicado pela ERSE;
  - As amortizações anuais do ativo bruto afeto à Concessão;
- Recuperação, numa base anual, no ano subsequente ao ano em causa, dos custos de manutenção das infraestruturas comuns da Zona Piloto, dos custos decorrentes de seguros de responsabilidade civil ou de outros seguros para cobertura dos riscos afetos a estas infraestruturas e das taxas devidas pela exploração da Zona Piloto.

O n.º 3 da cláusula 17.ª do contrato de concessão estabelece que todos os demais custos são suportados pela Concessionária e cobertos através das receitas da Concessão.

Assim, os custos constantes da informação reportada pela Enondas no processo de determinação das tarifas de 2012 tiveram o seguinte tratamento:

- Investimentos transferidos para a exploração em 2011 – 150 milhares de euros (Cabo Elétrico Submarino);
- Investimentos em curso no final de 2011 – 1 347 milhares de euros<sup>11</sup> (Caracterização Geofísica e Ambiental, Caracterização Ambiental e Ponto de Ligação Terra).

Na ausência de informação relativa às amortizações dos ativos a ERSE considerou que os mesmos sejam amortizados a 30 anos.

O Quadro 4-5 apresenta o cálculo dos proveitos a Enondas a incluir na tarifa de Uso Global do Sistema.

---

<sup>11</sup> Este valor inclui encargos indiretos e financeiros imputados ao investimento (360 milhares de euros)

**Quadro 4-5 – Variáveis e parâmetros para a definição do nível dos proveitos permitidos da Enondas**

Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

		Tarifas 2012
<b>A</b>	<b>Custos com capital</b>	<b>11</b>
	Amortização dos ativos líquidos de participações	5
	Valor médio dos ativos fixos afectos à Zona Piloto líquidos de participações	75
	taxa de remuneração do ativo fixo afecto à Zona Piloto	7,56%
<b>B</b>	<b>Custos de exploração calculados ao abrigo da cláusula 17.ª do Contrato de Concessão, no ano t-1</b>	
<b>C</b>	<b>Receitas líquidas calculadas ao abrigo da cláusula 22.ª do Contrato de Concessão, no ano t-2</b>	
<b>D</b>	<b>Custos com a concessionária da Zona Piloto (A + B - C)</b>	<b>11</b>

**CUSTOS COM O MECANISMO DE GARANTIA DE POTÊNCIA**

A Portaria n.º 765/2010, de 20 de agosto, estabelece o regime dos serviços de garantia de potência que os centros electroprodutores em regime ordinário podem prestar, tendo por fundamento essencial assegurar um adequado grau de cobertura da procura pela oferta de energia elétrica e uma adequada disponibilidade dos centros electroprodutores, visando um nível de garantia de abastecimento e energia elétrica adequado para o Sistema Elétrico Nacional (SEN) numa ótica de médio e de longo prazo, promovendo assim a harmonização das condições da garantia de potência a nível ibérico.

O disposto na referida Portaria prevê a atribuição de remuneração, com início em 1 de janeiro de 2011, pela prestação do serviço de disponibilidade de capacidade de produção aos centros electroprodutores em regime ordinário suscetíveis de prestar serviços nas modalidades de serviço de disponibilidade e incentivo ao investimento, para efeitos de gestão técnica da Rede Nacional de Transporte de Eletricidade.

Estabeleceu-se a atribuição, por um período de 10 anos, de um incentivo ao investimento aos centros electroprodutores que disponham de uma potência instalada igual ou superior a 50 MW, que tenham entrado em funcionamento há menos de 10 anos e que não estejam sujeitos aos CMEC.

O valor atribuído para o incentivo ao investimento é de 20 000 €/MW instalado. O valor incluído em proveitos permitidos para 2012 ascendeu a 60 426 milhares de euros. Não foi considerada a previsão apresentada pela REN de um custo adicional associado a novos centros electroprodutores e reforço de potência dos já existentes.

**PROVEITOS PERMITIDOS DA GESTÃO GLOBAL DO SISTEMA PARA 2012**

O montante de proveitos permitidos à entidade concessionária da RNT na atividade de Gestão Global do Sistema é dado pela expressão estabelecida no Artigo 74.º do Regulamento Tarifário.

Seguidamente, apresentam-se no Quadro 4-6 os proveitos permitidos para 2012 na atividade de Gestão Global do Sistema.

**Quadro 4-6 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível dos proveitos permitidos na atividade de Gestão Global do Sistema**

		Unidade: 10 <sup>3</sup> EUR	
		Tarifas 2011	Tarifas 2012
<b>A</b>	<b>Custos de gestão do sistema</b>	72 701	48 238
$CE_{GS,t}$	Custos de exploração líquidos dos proveitos de exploração que não resultam da aplicação das tarifas de UGS	16 534	19 178
$CC_{GS,t}$	Custo com capital	11 532	11 926
$Am_{GS,t}^{GS}$	Amortizações dos ativos fixos	7 543	7 339
$Act_{GS,t}^{GS}$	Valor médio dos ativos fixos líquidos de amortizações e participações	52 771	50 967
$r_{GS,t}$	Taxa de remuneração dos ativos fixos	7,56	9,00
$IntT_{GS,t}$	Custos com interrupibilidade, no ano t	45 000	72 033
$\Delta R_{GS,t-2}^T$	Custos com interrupibilidade, no ano t-1 (com juros)	0	3 000
	Ajustamento no ano t, dos custos de gestão do sistema tendo em conta os valores ocorridos em t-2	365	57 898
<b>B</b>	<b>Custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral</b>	419 825	378 351
$RAA_{P,t}$	Custos com a convergência tarifária da Região Autónoma dos Açores	55 598	112 120
$RAA_{2007,P,t}$	Déficit tarifários 2006 e 2007	12 485	12 820
	Convergência tarifária do ano t	43 114	99 300
$RAM_{M,t}$	Custos com a convergência tarifária da Região Autónoma da Madeira	33 082	91 272
$RAM_{2007,M,t}$	Déficit tarifários 2006 e 2007	6 956	7 143
	Convergência tarifária do ano t	26 126	84 129
$\Delta RA_{POL,t}^T$	Valor previsto do desvio da recuperação pelo operador da rede de transporte do custo com a convergência tarifária das RAs	9 919	-3 129
$R_{C,CVEE,t}^C$	Proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica	299 839	133 631
$TER_{P,t} = TER_{PUDPH,t} + TER_{PUDZPH,t}$	Parcela associada aos terrenos hídricos	24 205	23 525
$TER_{PUDPH,t} = Am_{PUDPH,t}^{TDPH} + Act_{PUDPH,t}^{TDPH} \times I_{PUDPH,t}^{TDPH} / 100$	Parcela associada aos terrenos afetos ao domínio público hídrico	23 517	22 839
$I_{PUDPH,t}^{TDPH}$	Taxa Swap interbancária de prazo mais próximo ao horizonte de amortização legal verificada no primeiro dia de cada período, divulgada pela Reuters, acrescida de $\alpha_{SWAP}$ de 50 basis points	3,3	3,2
$Am_{PUDPH,t}^{TDPH}$	Amortizações dos terrenos afetos ao domínio público hídrico	12 973	12 923
$Act_{PUDPH,t}^{TDPH}$	Valor médio dos terrenos afetos ao domínio público hídrico, líquido de amortizações e participações	319 139	306 191
$TER_{PUDZPH,t}$	Amortizações dos terrenos afetos à zona de proteção hídrica	687	686
$REG_{GS,t}$	Custos com a ERSE	6 399	5 112
$AdC_{P,t}$	Transferência para a Autoridade da Concorrência	409	407
$CGPPDA_{P,t}$	Custos de gestão do PPDA	70	0
$OC_{P,t}$	Custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral, nomeadamente custos do OMP e OMI Clear	0	232
$EC_{P,t}$	Custos com o plano de promoção de eficiência no consumo, previstos para ano t	11 500	11 500
$EO_{Pol,t}$	Custos com a concessionária da Zona Piloto	0	11
$\Delta R_{POL,t-2}^T$	Ajustamento no ano t, dos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral tendo em conta os valores ocorridos em t-2	1 357	2 588
<b>C</b>	<b>Custos com o mecanismo de garantia de potência</b>	62 814	60 426
<b>D</b>	<b>= A + B + C</b>	555 341	487 016
<b>E</b>	<b>Proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica</b>	299 839	133 631
<b>F</b>	<b>= D - E</b>	255 502	353 384

**4.2 ATIVIDADE DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELÉTRICA**

Os proveitos da atividade de Transporte de Energia Elétrica decorrem, essencialmente, da remuneração dos ativos em exploração que compõem a rede Nacional de Transporte de Energia Elétrica (RNT), bem como do valor das amortizações a eles associados.

Para o corrente período de regulação, foram estabelecidos parâmetros com o objetivo de criar incentivos que promovessem um comportamento mais eficiente do operador da rede de transporte.

#### 4.2.1 CUSTOS OPERACIONAIS DE EXPLORAÇÃO E CUSTOS INCREMENTAIS

Para o período regulatório 2012-2014 foram introduzidas alterações ao modelo de aplicação dos custos incrementais, consubstanciadas na redação do n.º 2, do artigo 79.º do Regulamento Tarifário em vigor. Paralelamente procedeu-se à redefinição dos parâmetros a aplicar durante o novo período regulatório<sup>12</sup>. Os valores dos parâmetros de eficiência a aplicar aos custos operacionais, aos custos incrementais por quilómetro de rede e aos custos incrementais por número de painéis, encontram-se no Quadro 4-7.

**Quadro 4-7 - Fatores de eficiência associados ao mecanismo de custos incrementais para o período 2012-2014**

	2012	2013	2014
<b>Fator de eficiência custos operacionais</b>		<b>3,50%</b>	<b>3,50%</b>
<b>Fator de eficiência km de rede</b>	<b>3,50%</b>	<b>3,50%</b>	<b>3,50%</b>
<b>Fator de eficiência n.º de painéis</b>	<b>3,50%</b>	<b>3,50%</b>	<b>3,50%</b>

No Quadro 4-8 apresentam-se os custos operacionais de exploração e os custos incrementais por km de rede e por n.º de painéis, incluídos nos proveitos permitidos de 2012, bem como os valores constantes de tarifas de 2011 e estimativa para 2011.

<sup>12</sup> A metodologia de determinação dos parâmetros para o período de regulação 2012-2014 encontra-se explicada no documento "Parâmetros de regulação para o período 2012 a 2014".

**Quadro 4-8 - Custo operacional de exploração e custos incrementais da atividade de TEE**

	T2011	2011 em 2011	T2012
Custos operacionais (10 <sup>3</sup> EUR)	41 439	41 419	41 943
IPIB t-1 (Variação anual terminada no 2.º trimestre)	0,50%	0,50%	1,17%
Fator de eficiência (%)	0,50%	0,50%	
Custos incrementais por km de rede (€/km)	436	436	426
Fator de eficiência km de rede (%)	0,5%	0,5%	3,5%
Variação dos km de rede (valor médio do ano) (km)	437	422	422
Custos incrementais por painel de subestação (€/painel)	5 552	5 552	5 422
Fator de eficiência por painel de subestação (%)	0,5%	0,5%	3,5%
Variação do n.º de painéis (valor médio do ano)	111	109	109

O valor apresentado para Tarifas 2012 resulta da base de custos operacionais definida para o ano de 2012, e dos custos unitários por quilómetro de rede e por painel de subestação, definidos para 2012. Os custos incrementais evoluem em função da variação média dos quilómetros de rede e dos painéis das subestações, com base nos valores estimados de 2011.

**4.2.2 VALORIZAÇÃO DOS NOVOS INVESTIMENTOS DA RNT A CUSTOS DE REFERÊNCIA**

O mecanismo de valorização dos novos investimentos da Rede Nacional de Transporte de eletricidade a custos de referência, foi publicado pelo Despacho n.º 14 430/2010, de 7 de setembro, o qual estabelece as restrições que os investimentos transferidos para exploração devem cumprir, para que sejam considerados eficientes e consequentemente lhes seja atribuída uma taxa de remuneração com prémio. Sucintamente, as restrições acima referidas são:

1. As tipologias de investimento devem ser tipificáveis de acordo com as tipologias base e variantes definidas pelo despacho.
2. Para os investimentos em subestações que entraram em exploração antes de 2006, o custo de referência é superior ao custo previsional.
3. O rácio entre o custo de referência e o custo previsional deve situar-se entre  $1-\alpha$  e  $1+\alpha$ , sendo  $\alpha$  um parâmetro definido por período de regulação. Neste caso, o valor do ativo considerado para efeitos de remuneração do capital é a média entre o custo de referência e o custo real.
4. Caso a restrição do ponto anterior não seja cumprida por se ultrapassar o limite superior da banda, mantém-se a atribuição de prémio na remuneração, mas o ativo é valorizado pelo custo real acrescido de  $\alpha/2$  pontos percentuais.

Para o período de regulação 2012-2014, o parâmetro  $\alpha$  manteve-se inalterado (10%) e o fator de eficiência, utilizado para determinar os custos unitários de referência, foi fixado em 1,5% para os três anos do período de regulação que agora se inicia.

Para os investimentos cuja transferência para exploração está prevista para 2011 e 2012, constata-se que o custo previsional dos investimentos é igual ao custo de referência, originando a sua remuneração à taxa com prémio, com o valor do ativo igual ao custo de referência. Assim, à semelhança do ocorrido no cálculo dos proveitos permitidos de 2011, para o ano de 2012 considera-se a totalidade do investimento transferido para exploração em 2011 e 2012 com a valorização a custos de referência determinada pela ERSE, com base nos dados técnicos dos investimentos disponibilizados pela REN e nos processos de atualização de custos previstos no mecanismo, mas excluindo as restrições dependentes do custo previsional de realização dos investimentos.

Na formação dos custos totais de referência, este mecanismo prevê a aplicação de uma taxa de encargos de estrutura e de gestão e de uma taxa de encargos financeiros sobre os custos diretos, sendo a última dependente da tipologia do investimento. Para os anos de 2011 e 2012, a ERSE determinou estas taxas conforme estipulado no despacho, aplicando os dados fornecidos pela REN.

#### 4.2.3 INCENTIVO À MANUTENÇÃO EM EXPLORAÇÃO DE EQUIPAMENTO EM FIM DE VIDA ÚTIL

A vida útil atribuída a linhas e transformadores é de 30 anos, o modo de valorização dos investimentos de substituição considerado foi o seguinte:

- Linhas – Valor do ativo bruto, que se encontra a preços de 1992;
- Transformadores – Aplicação dos custos de referência, a preços de 2009.

Para o ano de 2012 adotou-se o mesmo princípio de valorização dos ativos para efeitos de aplicação deste incentivo adotado em 2011, nomeadamente no que se refere aos transformadores. Estes, por não existir um cadastro contabilístico individualizado, foram valorizados a um preço de substituição dado pelos custos de referência, a preços de 2009, definido para os transformadores e autotransformadores com características semelhantes. Dada a diferença de critério de valorização relativamente ao utilizado para as linhas (calculado com base no cadastro a preços da reavaliação de 1993), a ERSE entendeu aceitar provisoriamente para 2012 o critério de valorização utilizado em 2011. Porém, para 2012 deverá ser efetuada uma auditoria de características específicas que permita definir os critérios de valorização dos transformadores, bem como aferir a continuidade em exploração das linhas e dos transformadores abrangidos pelo atual incentivo.

Os parâmetros em vigor para 2012 são os seguintes:

$$\alpha_{2012}=50\%, r_{\text{Ime, URT, 2012}}=10,50\%$$

O Quadro 4-9 sintetiza os valores utilizados neste cálculo do incentivo.

**Quadro 4-9 - Incentivo à manutenção em exploração de equipamento em fim de vida útil**

		2011	2012
(1)	Taxa de remuneração	9,06%	10,50%
(2)	Incentivo	50,0%	50,0%
Linhas			
(3)	Custo de investimento aceite para efeitos de regulação	230 108	285 689
(4)	N.º de anos de vida útil	30	30
(5) = (3) / (4)	Amortização do exercício	7 670	9 523
(6) = (5) * 0,5 * (1)	remuneração do ativo em fim de vida útil	347	500
(7) = (5) + (6)	<b>total</b>	8 018	10 023
(8) = (7) * (2)	<b>valor do incentivo</b>	<b>4 009</b>	<b>5 011</b>
Transformadores			
(9)	Custo de investimento aceite para efeitos de regulação	172 150	155 927
(10)	N.º de anos de vida útil	30	30
(11) = (9) / (10)	Amortização do exercício	5 738	5 198
(12) = (11) * 0,5 * (1)	remuneração do ativo em fim de vida útil	260	273
(13) = (11) + (12)	<b>total</b>	5 998	5 470
(14) = (13) * (2)	<b>valor do incentivo</b>	<b>2 999</b>	<b>2 735</b>
(15) = (8) + (14)	<b>Total do incentivo</b>	<b>7 008</b>	<b>7 747</b>

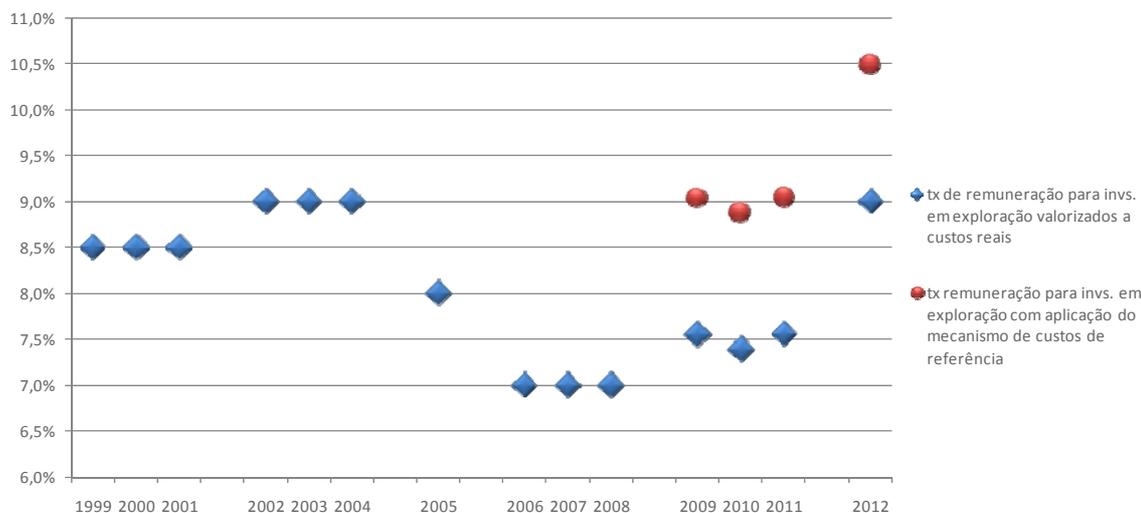
#### 4.2.4 TAXA DE REMUNERAÇÃO DO ATIVO

No atual período regulatório, a taxa de remuneração resultou das yield das obrigações de longo prazo dos 5 principais países da zona Euro com *rating* AAA<sup>13</sup>, acrescida de um majorante que internaliza o prémio de risco de mercado. Para 2012 a taxa de remuneração do ativo é de 9,0%.

Para os investimentos que entraram em exploração a partir de 1 de janeiro de 2009, valorizados a preços de referência, aplica-se a taxa mencionada anteriormente, acrescida de 150 pontos base. Para 2012 a taxa de remuneração do ativo a custos de referência é de 10,5%.

<sup>13</sup> Foram considerados a Alemanha, Áustria, Finlândia, Holanda e França.

Figura 4-3 - Taxa de remuneração do ativo da atividade TEE



#### 4.2.5 CUSTOS COM A PROMOÇÃO DO DESEMPENHO AMBIENTAL

Conforme apresentado no Quadro 4-11 os custos aceites pela ERSE relacionados com a promoção do desempenho ambiental ascendem a 4 351 milhares de euros.

Neste âmbito, estão considerados os custos com limpezas de florestas, decorrentes do Decreto-Lei nº 124/2006, de 28 de junho. Este, no seu Artigo 15.º - Redes secundárias de faixas de gestão de combustível – estabelece que “*nos espaços florestais previamente definidos nos planos municipais de defesa da floresta contra incêndios (PMDCI) é obrigatório que a entidade responsável...c) Pelas linhas de transporte e distribuição de energia eléctrica em muito alta tensão e em alta tensão providencie a gestão do combustível numa faixa correspondente à projecção vertical dos cabos condutores exteriores acrescidos de uma faixa de largura não inferior a 10 m para cada um dos lados; d) Pelas linhas de transporte e distribuição de energia eléctrica em média tensão providencie a gestão do combustível numa faixa correspondente à projecção vertical dos cabos condutores exteriores acrescidos de uma faixa de largura não inferior a 7m para cada um dos lados. ...*”. Os troços das faixas das linhas identificados nesses planos passam, assim, a integrar a Rede Secundária de Gestão de Combustível prevista naquele Decreto-Lei. Esta atividade não substitui a tradicional atividade de controlo da vegetação, indispensável como atividade de manutenção, de modo a garantir a segurança de exploração da linha.

De acordo com estimativas da REN, os custos com limpezas de florestas podem atingir em 2012 cerca de 3 675 milhares de euros, tal como se pode verificar no Quadro 4-10.

**Quadro 4-10 - Evolução dos montantes referentes a limpeza de florestas**

Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Limpeza de florestas	351	708	1 389	2 395	3 691	3 675	3 675

Incluem-se ainda nesta rubrica 677 milhares de euros referentes a obrigações legais de desvios de linhas.

**PROVEITOS PERMITIDOS DA ATIVIDADE DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELÉTRICA PARA 2012**

O montante de proveitos permitidos à entidade concessionária da RNT na atividade de Transporte de Energia Elétrica é dado pela expressão estabelecida no n.º 1 do Artigo 79.º do Regulamento Tarifário. Para os proveitos permitidos previstos nessa fórmula foram considerados os valores do Quadro 4-11.

**Quadro 4-11 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível dos proveitos permitidos da atividade de Transporte de Energia Elétrica**

Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

		Tarifas 2011	Tarifas 2012
<b>A</b>	Custos de exploração [(1) + (2) x (3) + (4) x (5)]	42 246	42 711
1	Componente de custos de exploração	41 439	41 943
2	Custo incremental associado à extensão de rede	436	426
3	Variação da extensão de rede, em quilómetros	437	422
4	Custo incremental associado aos painéis de subestações	5 552	5 422
5	Variação do número de painéis de subestações	111	109
<b>B</b>	6 Custos associados com a captação e gestão de subsídios comunitários		0
<b>C</b>	Custos com capital [(7) + (8)]	242 574	304 153
7	Custo com capital referente a activos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos reais [(a) + (b) x (c)]	163 493	171 103
a	Amortizações dos activos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos reais	76 245	71 116
b	Valor médio dos activos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos reais	1 154 079	1 110 967
c	Taxa de remuneração dos activos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos reais	7,56	9,00
8	Custo com capital referente a activos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos de referência [(d) + (e) x (f)]	79 081	133 051
d	Amortizações dos activos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos de referência	24 442	38 049
e	Valor médio dos activos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos de referência	603 083	904 775
f	Taxa de remuneração dos activos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos de referência	9,06	10,50
<b>D</b>	Incentivo à manutenção em exploração do equipamento em final de vida útil [ (9) x (10) x (1 + 0,5 x (11) + (12) ]	7 008	7 747
9	Parâmetro associado ao incentivo à manutenção em exploração do equipamento em final de vida útil	50,0%	50,0%
10	Somatório dos investimentos em final de vida útil / n.º de anos de vida útil	13 409	14 721
11	Taxa de remuneração a aplicar aos equipamentos que após o final de vida útil se encontrem em exploração	9,06%	10,50%
12	Valor do incentivo de 2009 recuperado em 2010		
<b>E</b>	Valor da compensação entre operadores das redes de transporte	0	1 800
<b>F</b>	Custos com a promoção do desempenho ambiental	5 597	4 351
<b>G</b>	Custos ocorridos no ano t-1, não previstos para o período de regulação, actualizados para o ano t	82	60
<b>H</b>	Ajustamento no ano t, dos proveitos da actividade de Transporte de Energia Elétrica, tendo em conta os valores ocorridos em t-2	8 328	32 332
<b>I</b>	Proveitos permitidos da actividade de Transporte de Energia Elétrica [ A + B + C + D + E + F + G - H ]	289 180	328 490

## 5 ATIVIDADES DESENVOLVIDAS PELA ENTIDADE CONCESSIONÁRIA DA REDE NACIONAL DE DISTRIBUIÇÃO

A regulação das atividades da EDP Distribuição tem sofrido alterações desde 1999, ano em que se iniciou a regulação do sector elétrico. Estas alterações prendem-se, fundamentalmente, com a alteração das formas de regulação e das atividades reguladas, associadas à evolução da organização do próprio sector.

Destas alterações destaca-se a cessação dos Contratos de Aquisição de Energia (CAE) e a extinção da atividade de Aquisição de Energia Elétrica, tendo sido criada, a partir de julho de 2007, a atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do agente comercial, com o objetivo de adquirir a energia produzida pelos CAE remanescentes, Central da Tapada do Outeiro (Turbogás) e Central do Pego (Tejo Energia), cuja gestão foi transferida para a REN – Trading, S.A.

Consequentemente, foi criado um mecanismo de compensação aos produtores pela cessação antecipada dos CAE designado por custos para a manutenção do equilíbrio contratual (CMEC) e a autonomização do Comercializador de Último Recurso (CUR), criando-se para o efeito a EDP Serviço Universal, absorvendo atividades até então assumidas pela EDP Distribuição.

Desta forma, as atividades reguladas da EDP Distribuição passam a ser a atividade de Distribuição de Energia Elétrica, atividade de Compra e Venda de Acesso à Rede de Transporte e a atividade de Comercialização de Redes.

Esta alteração nas atividades reguladas não alterou as formas de regulação existentes desde o 2º período de regulação, 2002-2004:

- Distribuição de Energia Elétrica – regulação por *price-cap* acrescido dos incentivos à redução de perdas e à melhoria da qualidade de serviço (aceites *a posteriori*, aquando do ajustamento de t-2) e à promoção de desempenho ambiental (aceites *a priori* e ajustado ao fim de dois anos).
- Compra e Venda de Acesso à Rede de Transporte – atividade de *pass-through*
- Comercialização de Redes – taxa de remuneração com custos aceites *a priori*.

Em 2009, como forma de harmonizar a regulação entre o sector elétrico e o sector do gás natural e para evitar a transferência de custos entre atividades com formas de regulação distintas, decidiu-se incorporar a atividade de Comercialização de Redes na atividade de Distribuição de Energia Elétrica.

A atividade de distribuição foi a única onde se aplicou uma regulação por incentivos até à data e por conseguinte é a atividade onde um maior número de melhorias foi introduzido na preparação do período de regulação 2012 a 2014. Essas melhorias traduzem-se numa alteração da forma de regulação, como se explica no ponto 5.2.

---

## INFORMAÇÃO ENVIADA

A partir de 2010 as demonstrações financeiras da EDP Distribuição passam a ser preparadas de acordo com as *International Financial Reporting Standards* (IFRS), o que resultou na realização de alguns ajustamentos aos montantes considerados nas demonstrações financeiras de 2009, preparadas em conformidade com o Plano Oficial de Contabilidade (POC).

Estas alterações provocaram igualmente impactes ao nível da base de ativos e da base de custos consideradas para efeitos de regulação. De forma, a identificar os ajustamentos às contas reguladas que garantam a neutralidade financeira da transição de POC para IFRS, a EDP Distribuição apresentou um relatório informativo devidamente validado pelos auditores, no qual são conhecidos os impactes da transição ao longo do período em que os efeitos se farão sentir.

Apesar destas alterações, a informação enviada pela EDP Distribuição respeitante aos anos de 2010 a 2014 está de acordo com as necessidades da regulação incluindo, entre outras informações, a base de custos e a base de ativos, bem como a justificação da sua evolução e o balanço de energia elétrica.

### 5.1 ATIVIDADE DE COMPRA E VENDA DO ACESSO À REDE DE TRANSPORTE

A atividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte corresponde à aquisição ao operador da rede de transporte dos serviços de uso global do sistema e de uso da rede de transporte e à prestação destes serviços aos clientes.

Esta atividade recupera ainda os seguintes custos, de forma a serem pagos por todos os consumidores de energia elétrica:

- Diferencial de custos com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial (PRE) mediante fontes de energia renovável e não renovável, imputados à parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema.
- Amortização e juros de custos diferidos de anos anteriores:
  - Amortização e juros do défice tarifário das tarifas de Venda a Clientes Finais em Baixa Tensão, relativo a 2006;
  - Amortização e juros do défice tarifário das tarifas de Venda a Clientes Finais em Baixa Tensão Normal, relativo a 2007;
  - Amortização e juros referentes à dívida apurada no âmbito do cálculo das tarifas para 2009 (Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de agosto).
- Custos ou proveitos decorrentes de medidas no âmbito da estabilidade tarifária.

- Diferencial positivo ou negativo na atividade de Comercialização devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais com consumos ou fornecimentos em NT (MAT, AT, MT) e BTE.
- Sobreprojeito associado ao agravamento tarifário nos termos do n.º 2 do artigo 6º do Decreto-Lei n.º 104/2010, de 29 de setembro.
- Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC).
- Tarifa Social.

#### 5.1.1 DIFERENCIAL DE CUSTO COM A AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA A PRODUTORES EM REGIME ESPECIAL

A revisão regulamentar ocorrida em maio de 2011, veio estabelecer novas regras para o cálculo do diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial. Esta situação resulta da necessidade de maior racionalidade económica no aprovisionamento do CUR, o que numa primeira fase, implica a separação da informação relacionada, por um lado, com a aquisição de energia elétrica para fornecimento dos clientes do CUR, e por outro lado, com a aquisição da energia elétrica aos Produtores em Regime Especial (PRE) e a sua colocação em mercado, sempre que tal se justifique.

É de salientar que o volume de aquisição de energia elétrica à PRE tornou-se de tal modo importante que, em certos momentos, torna residual a necessidade de aquisição para aprovisionamento quando a gestão destas duas funções é efetuada conjuntamente. Esta situação provoca uma grande volatilidade na gestão das quantidades a curto prazo, que impossibilita a implementação de qualquer estratégia de aquisição de energia elétrica ajustada ao horizonte temporal de definição das tarifas.

A criação da função de Compra e Venda da PRE permite a agregação da produção em regime especial e, conseqüentemente, a sua colocação no mercado a prazo.

O diferencial de custos com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial inclui não só os ajustamentos apurados em 2010 e 2011, mas também o sobrecusto do próprio ano. A nova metodologia de cálculo inclui ainda uma parcela para os custos de funcionamento e outra para os outros custos, nomeadamente os associados aos pagamentos de tarifa de acesso à rede de Transporte.

O Quadro 5-1 apresenta a metodologia utilizada para o cálculo do mesmo.

**Quadro 5-1 - Diferencial de custos com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial**

		Unidade 10 <sup>3</sup> EUR
		2012
<b>A</b>	<b>Diferencial de custo com a aquisição da PRE, enquadrados no Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de Maio</b> <b>[(1)-(2)+(3)+(4)-(5)-(6)+(7)]</b>	<b>139 916</b>
1	Compras	1 233 501
2	Vendas	738 693
3	Outros custos	5 387
4	Custos de funcionamento	3 197
5	Ajustamento t-1	-22 953
6	Ajustamento t-2	-88 658
7	Alisamento quinquenal - artº 73º A	-475 087
<b>B</b>	<b>Diferencial de custo com a aquisição da PRE, não enquadrados no Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de Maio</b> <b>[(7)-(8)+(9)+(10)-(11)-(12)+(13)+(14)]</b>	<b>215 619</b>
7	Compras	806 305
8	Vendas	385 921
9	Outros custos	2 795
10	Custos de funcionamento	3 197
11	Ajustamento t-1	-85 081
12	Ajustamento t-2	-86 697
13	Diferimento Cogeração	81 383
14	Alisamento quinquenal - artº 73º A	-463 918
<b>A+B</b>	<b>Total dos proveitos a recuperar pela função de compra e venda de energia da PRE</b>	<b>355 534</b>

O Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de maio, veio estabelecer um conjunto de princípios para distribuir pelos consumidores o diferencial de custo entre a PRE e a produção em regime ordinário.

Este diploma aplica-se somente à PRE licenciada ao abrigo do Decreto-Lei n.º 189/88, de 27 de maio, com as alterações introduzidas pelos Decretos-Lei n.º 313/95, de 24 de novembro, n.º 168/99, de 18 de maio, n.º 339-C/2001, de 29 de dezembro, e n.º 33-A/2005, de 16 de fevereiro. O diploma não faz qualquer referência à restante produção em regime especial.

Desta forma, fora do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de maio, incluem-se as Cogerações (ainda que possam utilizar combustível renovável ou resíduos) e a Micro-produção.

A ERSE em tarifas de 2009 e de 2010 considerou dentro da “PRE<sup>FER</sup>” (PRE enquadrada no Decreto-Lei n.º 90/2006), a Cogeração<sup>FER</sup> produzida através de fontes renováveis. A sua reclassificação teve impactes em tarifas de 2011 no cálculo dos ajustamentos reais de 2009 e provisórios de 2010. Dado o

elevado valor desta transferência, e para que o impacto não fosse repercutido todo num só ano, optou-se por diferir parte do valor total por 3 anos, acrescido dos respetivos juros.

Os créditos relativos às anuidades dos anos de 2012 e 2013, no total de 184 876 milhares de euros, acrescidas de juros, calculados de acordo com o Despacho n.º 19 113/2010, de 27 de dezembro que aprova as tarifas em 2011, no montante de 8 580 milhares de euros, foram cedidos ao Banco Comercial Português, SA em 21 de setembro de 2011.

De salientar que a diferença entre o valor de juros calculado provisoriamente, incluído no montante total cedido, aquando do cálculo de tarifas para 2011 e o valor obtido no cálculo de tarifas para 2012, por aplicação da taxa final, será recuperada pelo operador da rede de distribuição e transferida para a EDP SU.

O quadro seguinte apresenta o montante cedido e os efeitos totais em tarifas.

**Quadro 5-2 - Impacte do diferimento do valor da Cogeração a partir de fontes renováveis**

Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

	PRE <sup>1</sup> T2011	T2011	PRE <sup>2</sup> T2012	T2013	Total
Valor de T2009 e T2010	-126 439				
Anuidade <sup>(1)</sup> (A)		36 975	73 951	110 926	221 852
Valor diferido		184 876			
Juros diferimento (B)		4 071	6 137	2 442	12 651
<b>Valor total cessão (C)=(A)+(B)</b>			<b>80 088</b>	<b>113 368</b>	<b>234 502</b>
Acerto taxa juros definitiva <sup>(2)</sup> (D)			1 295	310	1 605
<b>Efeito total (E)=(C)+(D)</b>		<b>41 046</b>	<b>81 383</b>	<b>113 678</b>	<b>236 107</b>

Notas:

(1) 1/6 em 2011, 2/6 em 2012 e 3/6 em 2013

(2) Taxas de rendibilidades das obrigações do tesouro a 2 anos e a 3 anos, determinada com base nos valores diários das taxas de rendibilidades destes títulos verificados no mês de dezembro de 2010.

Em 2011, através da publicação do Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de junho, mais concretamente do artigo 73.º-A, foi alterada a repercussão dos sobrecustos com a aquisição de energia a produtores em regime especial.

Segundo aquele diploma, os sobrecustos com a aquisição de energia a produtores em regime especial, incluindo os ajustamentos dos dois anos anteriores, devem ser repercutidos nos proveitos a recuperar pelas empresas reguladas num período quinquenal, para efeitos de cálculo das tarifas para 2012.

Esta transferência intertemporal de proveitos é compensada por uma taxa de juro correspondente à taxa de remuneração cuja metodologia é definida na Portaria n.º 279/2011, de 17 de outubro aprovada no

âmbito do n.º 4 do Artigo 73.º-A do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, na redação que lhe foi dada pelo Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de junho.

O quadro seguinte apresenta o impacte do valor diferido e respetivos juros no período quinquenal.

**Quadro 5-3 - Impacte do diferimento do valor dos sobrecustos com a aquisição de energia a produtores em regime especial**

Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

	PRE					Total
	T2012	T2013	T2014	T2015	T2016	
<b>PRE<sup>1</sup></b>						
anuidade	131 332	140 234	140 234	140 234	140 234	692 267
Amortização capital	114 879	113 199	119 425	125 993	132 923	606 419
juros	16 453	27 035	20 809	14 240	7 311	85 848
valor a recuperar	475 087	334 853	194 619	54 386	0	
<b>Alisamento quinquenal</b>	<b>-475 087</b>	<b>140 234</b>	<b>140 234</b>	<b>140 234</b>	<b>140 234</b>	<b>692 267</b>
<b>PRE<sup>2</sup></b>						
anuidade	128 244	136 937	136 937	136 937	136 937	675 992
Amortização capital	112 178	110 538	116 617	123 031	129 798	592 163
juros	16 067	26 399	20 320	13 906	7 139	83 830
valor a recuperar	463 918	326 981	190 044	53 107	0	
<b>Alisamento quinquenal</b>	<b>-463 918</b>	<b>136 937</b>	<b>136 937</b>	<b>136 937</b>	<b>136 937</b>	<b>675 992</b>

**MECANISMO DE COLOCAÇÃO A PRAZO DA ENERGIA ADQUIRIDA À PRE**

A revisão regulamentar de 2011 para o sector elétrico veio consagrar a separação de funções na atividade de aquisição de energia por parte do CUR (compra e venda de energia para abastecimento da carteira de clientes e compra e venda da energia de PRE) e introduziu a possibilidade de se desenvolverem mecanismos regulados de colocação, além da sua colocação no referencial de mercado à vista, de energia adquirida à PRE por aquela entidade.

A separação de funções permite, desde logo, uma transparência acrescida na negociação de energia por parte do CUR e uma mais adequada valorização dos dois agregados aos respetivos perfis de operação e consumo. Paralelamente, a separação de funções permite a especificação de outras componentes de custo, designadamente, os que decorrem de desvios tanto da produção em regime especial como da programação das compras para abastecimento da carteira de clientes do CUR.

Em 2012 ter-se-á implementado pela primeira vez o mecanismo regulado de colocação a prazo de energia adquirida pelo CUR aos PRE. Este mecanismo assegurará a minimização dos riscos de desvios

de colocação e permitirá a diversificação do preço da venda da energia de PRE, assegurando uma mitigação da exposição à volatilidade de preço no mercado à vista.

A par das contribuições para minimizar riscos de volatilidade de preço e de acréscimo de transparência na afetação dos custos, o mecanismo regulatório de colocação a prazo da PRE constitui uma forma de acesso a energia por parte dos comercializadores em regime de mercado, o que, necessariamente, se traduzirá em condições acrescidas de afirmação de um ambiente concorrencial no fornecimento de energia elétrica.

### 5.1.2 AMORTIZAÇÃO E JUROS DA DÍVIDA TARIFÁRIA

Conforme estabelecido no Decreto-Lei n.º 237-B/2006, de 18 de dezembro, os défices tarifários de BT referentes a 2006 e 2007, acrescidos dos respetivos encargos financeiros, serão recuperados em 10 anuidades, com início em 2008. O saldo em dívida a 31 de dezembro de 2012, referente a estes défices, é de 95 551 milhares de euros. Estes défices foram titularizados ao BCP e à CGD.

Em 2009, em consequência da aplicação do Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de agosto, foi gerado um défice de 1 723 151 milhares de euros decorrente do diferimento dos ajustamentos tarifários de energia de 2007, do estimado para 2008, no montante de 1 275 682 milhares de euros e do valor do sobrecusto da PRE de 2009 não incluído nas tarifas, no montante de 447 469 milhares de euros. Este défice, de acordo com o mesmo diploma, acrescido dos respetivos encargos financeiros, será recuperado num período de 15 anos com efeitos a partir de 2010.

Os créditos relativos aos ajustamentos positivos referentes a custos decorrentes da atividade de Aquisição de Energia Elétrica relativos ao ano de 2007 e estimados para o ano de 2008 foram cedidos à Tagus – Sociedade de Titularização de Créditos, SA a 3 de março de 2009 e os valores relativos ao sobrecusto da PRE foram titularizados à mesma entidade no dia 3 de dezembro de 2009.

O Quadro 5-4 sintetiza os valores do défice em dívida e os valores incluídos em tarifas de 2012.

**Quadro 5-4 - Amortização e juros da dívida tarifária**

Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

	Saldo em dívida em 2011	Juros 2012	Amortização 2012	Serviço da dívida incluído nas tarifas de 2012	Saldo em dívida em 2012
	(1)	(2)	(3)	(4) = (2)+(3)	(5) = (1)-(3)
<b>EDA (BCP e CGD)</b>	<b>71 695</b>	<b>1 468</b>	<b>11 352</b>	<b>12 820</b>	<b>60 343</b>
Convergência tarifária de 2006	25 278	517	4 002	4 520	21 275
Convergência tarifária de 2007	46 417	950	7 350	8 300	39 068
<b>EEM (BCP e CGD)</b>	<b>39 947</b>	<b>818</b>	<b>6 325</b>	<b>7 143</b>	<b>33 622</b>
Convergência tarifária de 2006	9 241	189	1 463	1 652	7 778
Convergência tarifária de 2007	30 706	629	4 862	5 490	25 844
<b>EDP Serviço Universal</b>	<b>1 647 071</b>	<b>55 274</b>	<b>113 168</b>	<b>168 442</b>	<b>1 533 903</b>
<b>BCP e CGD</b>	<b>113 526</b>	<b>2 324</b>	<b>17 976</b>	<b>20 300</b>	<b>95 551</b>
Défi ce de BT de 2006	82 293	1 685	13 030	14 715	69 263
Continente	79 083	1 619	12 522	14 141	66 561
Regiões Autónomas	3 209	66	508	574	2 701
Défi ce de BTn de 2007	31 234	639	4 946	5 585	26 288
Continente	30 014	614	4 752	5 367	25 262
Regiões Autónomas	1 220	25	193	218	1 027
<b>Tagus, SA</b>	<b>1 533 544</b>	<b>53 628</b>	<b>95 192</b>	<b>148 820</b>	<b>1 438 352</b>
Desví os de energia de 2007 e 2008 não repercutidos em tarifas de 2009	1 135 312	39 702	70 473	110 174	1 064 840
Sobrecusto da PRE 2009	398 232	13 926	24 720	38 646	373 512
<b>Prémio de emissão ao abrigo do n.º 6 do Despacho n.º 27 677/2008</b>	<b>0</b>	<b>-678</b>	<b>0</b>	<b>-678</b>	<b>0</b>
Titularização do sobrecusto da PRE de 2009	0	-678	0	-678	0
<b>Total</b>	<b>1 758 712</b>	<b>57 559</b>	<b>130 845</b>	<b>188 404</b>	<b>1 627 867</b>

### 5.1.3 CUSTOS DECORRENTES DA SUSTENTABILIDADE DE MERCADOS

No âmbito da sustentabilidade do mercado livre e do mercado regulado, o valor líquido a recuperar dos ajustamentos referente aos custos decorrentes da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do CUR, relativos a 2010 e estimados para 2011, no montante de 350 307 milhares de euros, é efetuada, nos termos do Regulamento Tarifário, através da tarifa de UGS a aplicar pelo operador da rede de distribuição, paga por todos os clientes.

### 5.1.4 DIFERENCIAL POSITIVO OU NEGATIVO NA ATIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO DEVIDO À EXTINÇÃO DAS TARIFAS REGULADAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS COM CONSUMOS OU FORNECIMENTOS EM NT (MAT, AT, MT) E BTE.

De acordo com o Decreto-Lei n.º104/2010, de 29 de setembro as tarifas reguladas de venda a clientes finais com consumos em MAT, AT, MT e BTE são extintas a partir de 1 de janeiro de 2011, ficando a respetiva venda submetida ao regime de preços livres.

---

Este processo tem implicações ao nível das tarifas de comercialização a aplicar aos clientes com os consumos mencionados, nomeadamente, devido a ajustamentos dos proveitos permitidos de 2009 e 2010 a repercutir nos proveitos permitidos de 2011 e 2012, respetivamente.

Além disso, até 31 de dezembro de 2011, o CUR deve continuar a fornecer energia aos clientes daqueles níveis de tensão que ainda não tenham contratado nenhum comercializador em mercado. Sobre estes é aplicada uma tarifa transitória, a qual é agravada numa percentagem como forma de incentivar aqueles clientes a escolherem um comercializador em mercado.

Assim, o diferencial resultante da extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais para os níveis de tensão mencionados, bem como o sobreproveito resultante do mecanismo de incentivo à escolha de um comercializador em mercado, devem ser repercutidos em todos os consumidores através da tarifa de Uso Global do Sistema (UGS) do ORD. Estes valores em 2012 ascendem a 1 004 milhares de euros e – 5 249 milhares de euros, respetivamente.

#### 5.1.5 CUSTOS COM TARIFA SOCIAL

O valor do desconto por aplicação da tarifa social é determinado pela ERSE tendo em conta o limite máximo da tarifa social a clientes finais dos comercializadores de último recurso, fixado anualmente através de despacho do membro responsável pela área da energia. De acordo com o Despacho n.º 13 011/2011, de 29 de setembro, a variação para 2012 foi fixada em 2,3%.

Os custos com a tarifa social ascendem, em 2012, a 6 milhões de euros, sendo financiada conforme apresentado no quadro seguinte:

**Quadro 5-5 - Financiamento da tarifa social em 2012**

	Potência instalada	Tarifa Social	
	MW	%	10 <sup>3</sup> EUR
<b>EDP Produção</b>	<b>8 540,8</b>	<b>76,1%</b>	<b>4 613,7</b>
Centrais com CMEC <sup>[1]</sup>	6 025,4	53,7%	3 254,9
Centrais com CAE			
Centrais com Incentivo	2 271,5	20,2%	1 227,0
Restantes centrais	243,9	2,2%	131,8
<b>Iberdrola</b>	<b>360,0</b>	<b>3,2%</b>	<b>194,5</b>
Centrais com CMEC	360,0	3,2%	194,5
Centrais com CAE			
Centrais com Incentivo			
Restantes centrais			
<b>Endesa</b>	<b>749,9</b>	<b>6,7%</b>	<b>405,1</b>
Centrais com CMEC			
Centrais com CAE			
Centrais com Incentivo	749,9	6,7%	405,1
Restantes centrais			
<b>Tejo Energia</b>	<b>584,0</b>	<b>5,2%</b>	<b>315,5</b>
Centrais com CMEC			
Centrais com CAE	584,0	5,2%	315,5
Centrais com Incentivo			
Restantes centrais			
<b>Turbogás</b>	<b>990,0</b>	<b>8,8%</b>	<b>534,8</b>
Centrais com CMEC			
Centrais com CAE	990,0	8,8%	534,8
Centrais com Incentivo			
Restantes centrais			
<b>Total</b>	<b>11 224,6</b>	<b>100,0%</b>	<b>6 063,5</b>
Centrais com CMEC <sup>[1]</sup>	6 385,4	56,9%	3 449,4
Centrais com CAE	1 574,0	14,0%	850,3
Centrais com Incentivo	3 021,3	26,9%	1 632,1
Restantes centrais	243,9	2,2%	131,8

Nota: [1] Exclui as centrais do Barreiro e Carregado descomissionadas em 2009 e 2010, respetivamente

### 5.1.6 CUSTOS COM A MANUTENÇÃO DO EQUILÍBRIO CONTRATUAL

O Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro, alterado pelo Decreto-Lei n.º 199/2007 de 18 de maio, estabelece que a cessação de cada Contrato de Aquisição de Energia (CAE) confere aos seus contraentes, REN ou produtor, o direito a receber, a partir da data da respetiva cessação antecipada, uma compensação pecuniária designada por Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC). Esta compensação destina-se a garantir a manutenção do equilíbrio contratual entre as partes contraentes, subjacente ao respetivo CAE, nomeadamente garantindo a obtenção de benefícios económicos equivalentes aos proporcionados por esse contrato que não sejam adequadamente assegurados através das receitas expectáveis em regime de mercado.

Este mesmo Decreto-Lei define ainda que cabe à ERSE publicar o valor da parcela fixa dos CMEC e assegurar que este montante será repercutido na faturação da tarifa de Uso Global do Sistema por todas as entidades da cadeia de faturação do sector elétrico.

#### **PARCELA FIXA DOS CMEC**

A 15 de junho de 2007, os CAE celebrados entre a REN e os centros electroprodutores da EDP – Gestão da Produção de Energia, S.A. (anteriormente denominada CPPE - Companhia Portuguesa de Produção de Electricidade, S.A.) foram cessados.

A parcela fixa dos CMEC corresponde a uma renda anual sobre o montante bruto de compensação pela cessação antecipada do conjunto dos CAE cessados, isto é, sobre o valor inicial dos CMEC. Para cada centro electroprodutor, este último montante corresponde à diferença entre os valores atuais, à data de cessação, do CAE cessado e os montantes expectáveis anualmente para as receitas de mercado, deduzidas dos encargos variáveis de exploração.

Aquela parcela inclui ainda os valores correspondentes aos ajustamentos, com vista a compensar eventuais desvios positivos ou negativos em relação à recuperação mensal da parcela fixa.

A renda anual dos CMEC, calculada à taxa de 7,55%,<sup>14</sup> é de 81 185 milhares de euros.

O desvio da faturação da parcela fixa referente ao ano de 2010 atingiu o montante de - 3 374 milhares de euros. De acordo com o Decreto-Lei n.º 240/2004 este montante deverá ser repercutido nas tarifas do ano seguinte em doze prestações a partir de 1 de abril. Este valor, acrescido de juros à taxa de 7,55%, implica uma renda mensal de -298 milhares de euros. Em tarifas 2011 foram incluídas nove mensalidades e as restantes três, no montante de -893 milhares de euros, serão recuperadas em 2012 durante o 1º trimestre.

---

<sup>14</sup> Portaria n.º 611/2007, de 20 de julho

PROVEITOS PERMITIDOS DAS EMPRESAS REGULADAS DO SECTOR ELÉTRICO EM 2012

Atividades desenvolvidas pela entidade concessionária  
da rede nacional de distribuição

**PARCELA DE ACERTO**

O valor total dos ajustamentos dos CMEC em 2010 ascende a 222 milhões de euros, sendo que para este ajustamento contribuíram de forma contrária as centrais hídricas e as centrais térmicas enquadradas pelos CMEC.

Os desvios que levaram ao aumento do ajustamento dos CMEC sucederam por ordem decrescente:

- As receitas de venda de energia elétrica no mercado.
- Os encargos fixos.

Em sentido oposto as receitas com os serviços de sistema e os custos de exploração contribuíram para um menor valor desse ajustamento:

**Quadro 5-6 – Ajustamento do montante dos CMEC**

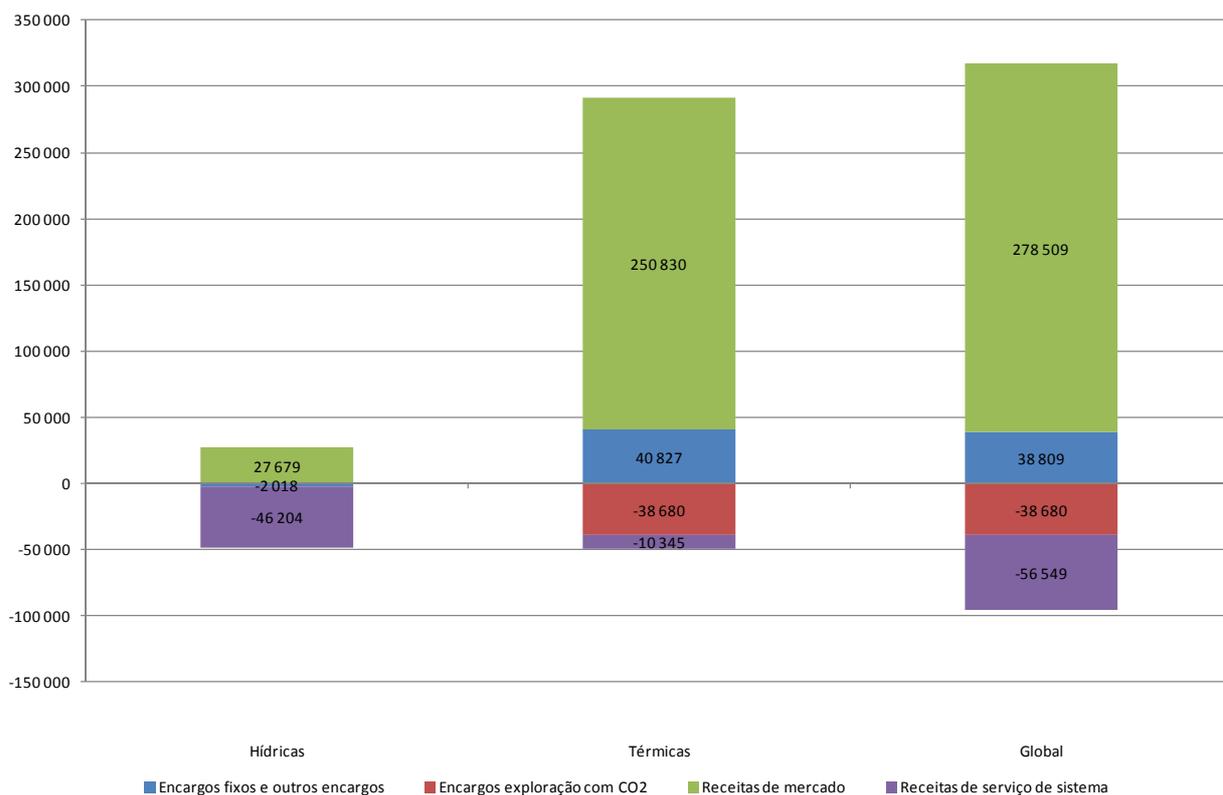
		Unidade: 10 <sup>3</sup> Eur		
		Valor apurado para 2010	Cálculo valor inicial dos CMEC	Valor definido para Ajustamento
<b>Receitas de mercado</b>				
1.1	Centrais hídricas	475 752	503 431	-27 679
1.2	Centrais térmicas	223 594	474 424	-250 830
1 = 1.1+1.2	Total	699 346	977 855	-278 509
<b>Custos de exploração (CE) + CO<sub>2</sub></b>				
2.1	Centrais térmicas CE (Comb. + O&M)	158 832	180 669	-21 837
2.2	Centrais térmicas CO <sub>2</sub>	-37 736	-20 893	-16 843
2 = 2.1+2.2	Total	121 096	159 776	-38 680
<b>Margem de exploração</b>				
3.1=1.1	Centrais hídricas	475 752	503 431	-27 679
3.2=1.2-2	Centrais térmicas	102 498	314 648	-212 150
3 = 1-2	Total	578 250	818 079	-239 829
<b>Receitas de serviço de sistema</b>				
4.1	Centrais hídricas	46 204		46 204
4.2	Centrais térmicas	10 345		10 345
4 = 4.1+4.2	Total	56 548	0	56 549
<b>Encargo fixo (EF) e Outros Encargos (OE)</b>				
5.1	Centrais hídricas EF	516 539	520 453	-3 914
5.2	Centrais térmicas EF	409 534	382 059	27 475
5.3	Centrais hídricas OE	2 669	773	1 896
5.4	Centrais térmicas OE	19 751	6 399	13 352
5 = 5.1+5.2+5.3+5.4	Total	948 493	909 684	38 809
<b>Ajustamento total do montante</b>				
6.1 = 5.1+5.3-4.1-3.1	Centrais hídricas	-2 748	17 795	-20 543
6.2 = 5.2+5.4-4.2-3.2	Centrais térmicas	316 442	73 810	242 632
6 = 6.1+6.2	Total	313 695	91 605	222 090

Fonte: REN, EDP

O impacto do ajustamento de 2010, no valor de 222 090 milhares de euros é substancialmente inferior ao apurado no ano anterior, no valor de 392 215 milhares de euros, relativamente ao ano de 2009.

A figura seguinte permite evidenciar que o desvio nas receitas de mercado foi o principal fator explicativo para o valor apurado para o ajustamento dos CMEC.

**Figura 5-1 - Ajustamento do montante dos CMEC por parcela**



Fonte: REN, EDP

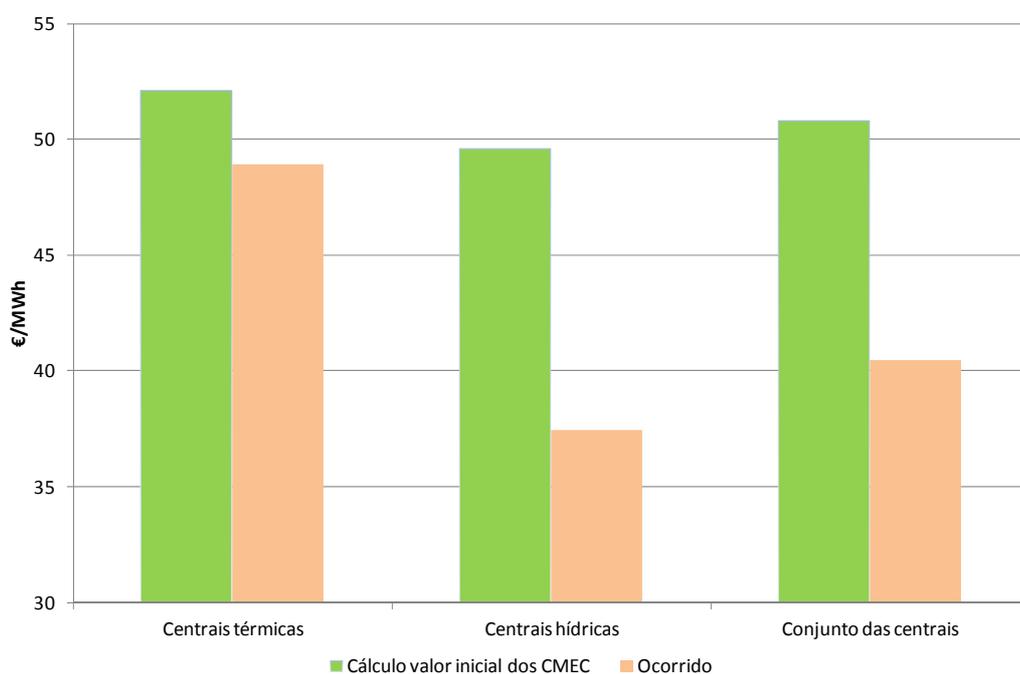
O mecanismo dos CMEC corresponde à diferença entre o valor atual das receitas que um centro electroprodutor esperaria receber antes da liberalização dos mercados, definidos nos seus respetivos Contratos de Aquisição de Energia (CAE), e a receita realmente ocorrida. Este mecanismo foi concebido de modo semelhante ao de um contrato por diferença, com um preço contratado correspondente a 50 €/MWh, e cujo valor evoluiria de uma forma inversamente proporcional ao da evolução do preço de mercado. Os fatores que influenciam a evolução dos ajustamentos dos CMEC são os que incidem diretamente sobre as receitas e os custos dos centros electroprodutores, dos quais se destacam pela sua relevância:

- O preço de energia elétrica, fator gerador de receitas.
- A produção das centrais, fator gerador de receitas líquidas.

- A evolução dos custos de exploração, nomeadamente dos custos com combustíveis e com as licenças de emissão de CO<sub>2</sub>.
- A disponibilidade das centrais, fator que incrementa o encargo de potência.
- A evolução da taxa de inflação, fator que incrementa o encargo de potência.

O desvio nas receitas de mercado decorreu em parte do facto das receitas unitárias terem sido em 2010 inferiores, cerca de 40 €/MWh, face à previsão de 50 €/MWh.

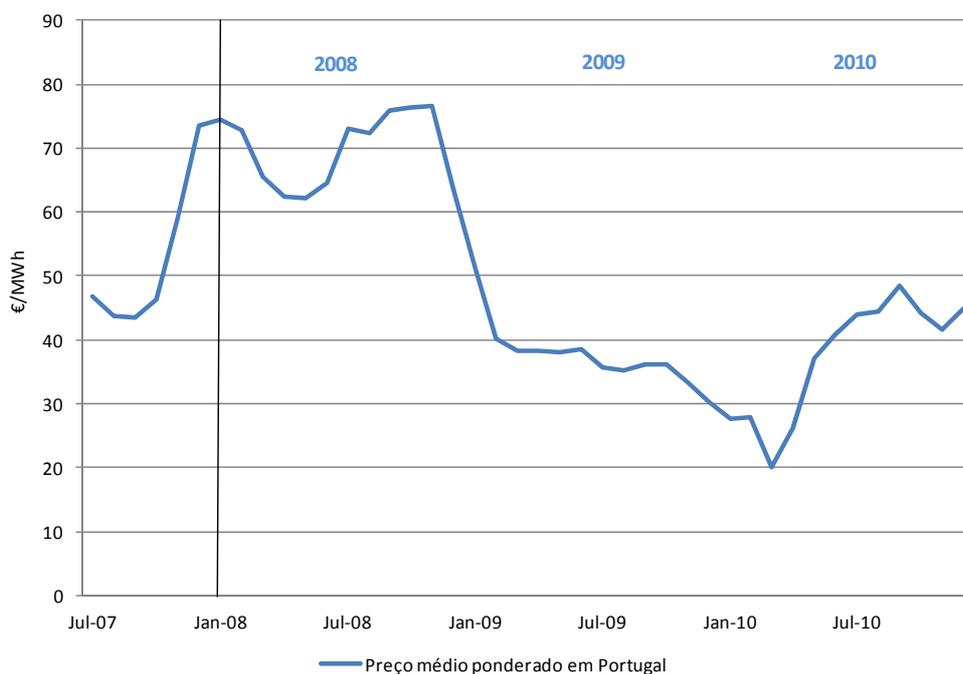
**Figura 5-2 - Receita unitária definida no cálculo do valor inicial dos CMEC e no cálculo da revisibilidade**



Fonte: OMEL, REN e EDP

Este facto decorre do preço de mercado médio ponderado de energia elétrica adquirida em mercado no pólo português da OMEL ter sido inferior ao estabelecido no cálculo dos CMEC ao longo de 2010.

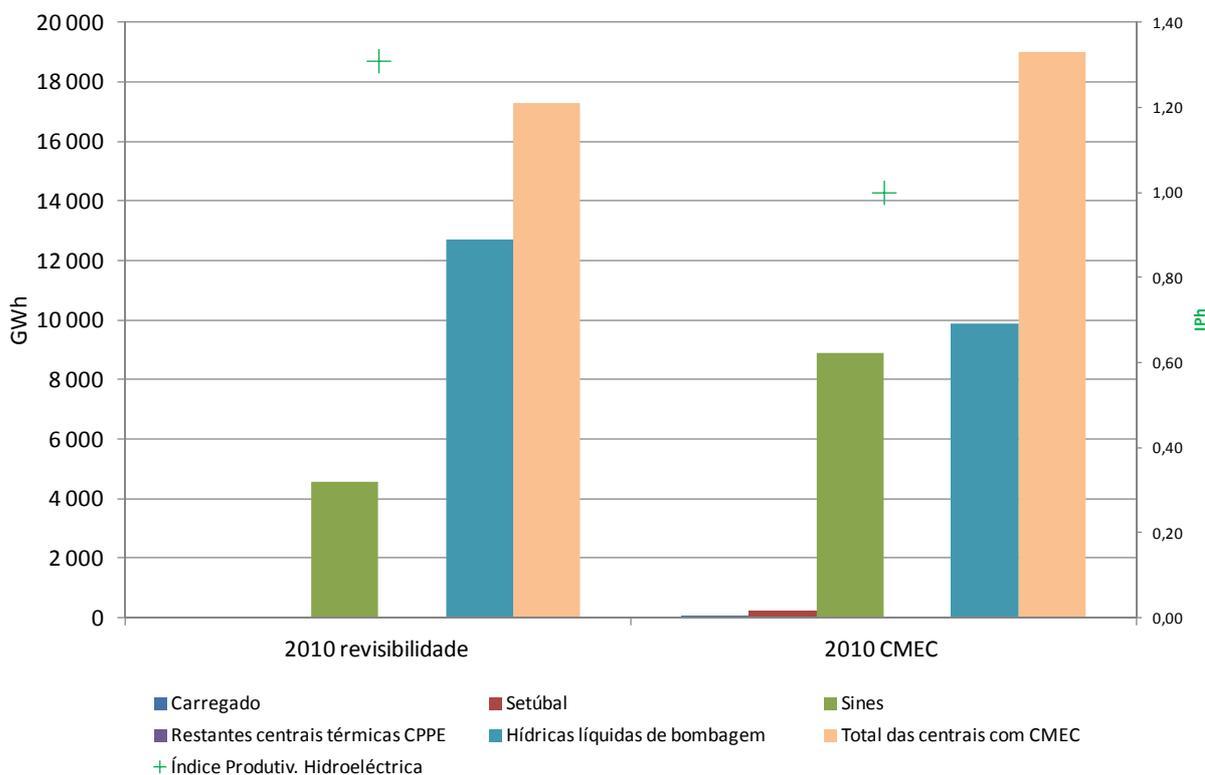
**Figura 5-3 - Evolução do preço médio mensal ponderado em Portugal**



A maior produção das centrais hidroelétricas contribuiu para diminuir o valor da revisibilidade face ao ano anterior.

A hidraulicidade, fator conjuntural, explica a evolução da produção das centrais hidroelétricas. A menor produção das centrais térmicas face ao previsto advém do facto do aumento do preço dos combustíveis, designadamente do preço do carvão, não se ter refletido no aumento do preço do mercado. Assim, a menor produção das centrais térmicas conjuga fatores conjunturais, maior hidraulicidade, e estruturais, designadamente a dificuldade, já observada nos anos anteriores, das centrais térmicas com CMEC colocarem a sua produção em mercado.

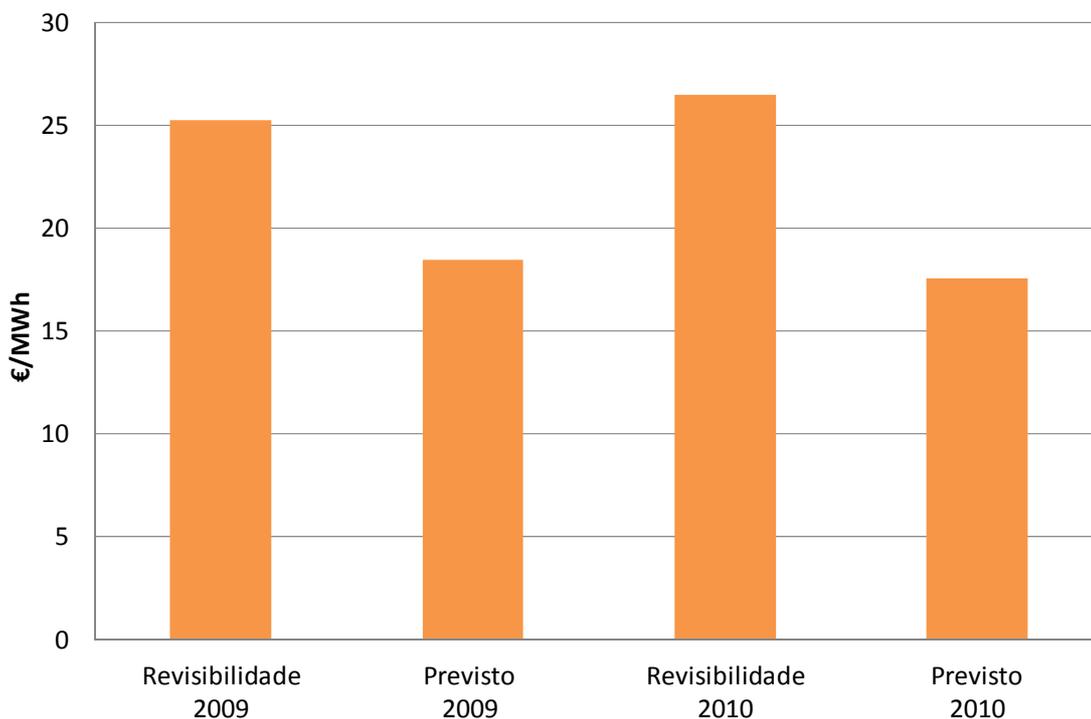
**Figura 5-4 - Produção das centrais com CMEC e índice de produtividade hidroelétrica**



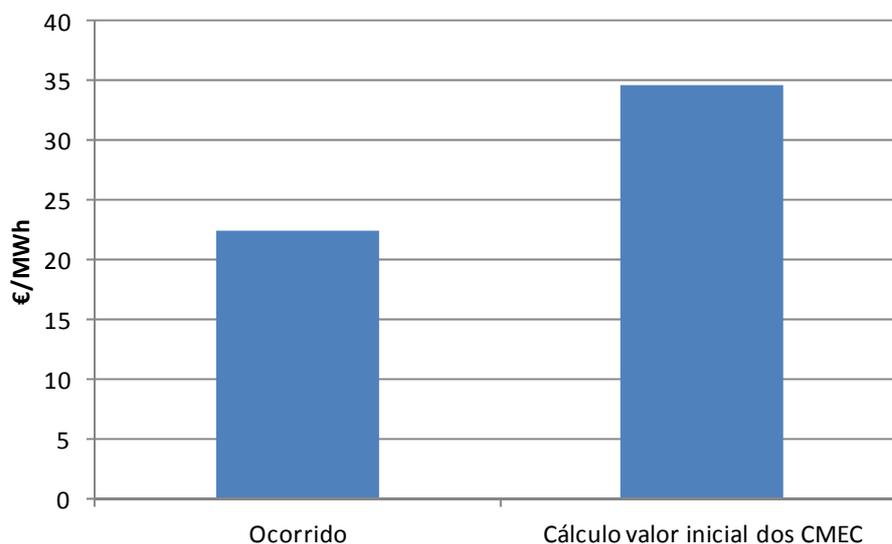
A conjugação do aumento do preço dos combustíveis, em especial o preço do carvão visível no aumento do encargo de energia unitário<sup>15</sup>, e do menor preço de mercado, resultou no menor valor da margem de mercado das centrais térmicas face ao previsto.

<sup>15</sup> Para além dos custos com combustíveis, incluem igualmente os O&M, os custos com as licenças de emissão de CO<sub>2</sub>, bem como alguns serviços auxiliares, tais como os arranques e a margem de vapor da central do Barreiro.

**Figura 5-5 - Evolução do encargo de energia unitário**



**Figura 5-6 - Margem das vendas das centrais térmicas em 2010**



No que diz respeito aos ajustamentos aos CMEC relativos aos encargos fixos, estes dependem dos novos investimentos ocorridos no período, da disponibilidade verificada das centrais, bem como da evolução dos índices de preços. Em 2010, não se verificaram novos investimentos nas centrais com

CAE que pudessem afectar o valor dos CMEC, sendo o ajustamento ocorrido de cerca de 23 milhões de euros.

O desvio da faturação da parcela de acerto referente ao ano de 2010 atingiu o montante de -3 737 milhares de euros. De acordo com o Decreto-Lei n.º 240/2004 este montante deverá ser repercutido nas tarifas do ano seguinte em doze prestações a partir de 1 de abril. Este valor acrescido de juros à taxa de 7,55% implica uma renda mensal de -330 milhares de euros. Em tarifas de 2011 foram incluídas nove mensalidades e as restantes três, no montante de -989 milhares de euros serão recuperadas em 2012 durante o 1º trimestre.

#### DIFERIMENTO DA PARCELA DE ACERTO

Com base no valor previsional para a revisibilidade de 2010 no montante de 110 238 milhares de euros (acrescido de juros de 1 ano no montante de 1 704 milhares de euros), foram considerados em tarifas de 2011, 9/12 do valor, a que corresponde um total de 83 957 milhares de euros. No entanto, o valor final para a revisibilidade de 2010 foi de 225 437 milhares de euros (inclui juros de 1 ano no montante de 3 347 milhares de euros).

Na sequência do Decreto-Lei n.º 109/2011, de 18 de Novembro, o montante relativo à parcela de acerto de 2010 a considerar em tarifas de 2012, no total de 141 480 milhares de euros, foi diferido exceccionalmente para 2013.

#### Quadro 5-7 – Impacte do diferimento dos CMEC

Unidade: EUR

(1)	Montante diferido	141 480 094
(2)	Juros <sup>[1]</sup>	5 690 329
(3) = (1) + (2)	Valor Tarifas 2013	147 170 424

Nota: (1) Juros calculados à taxa de juro Euribor a 12 meses, verificada a 15 de Novembro de 2011, que serão objeto de atualização com a taxa Euribor a 12 meses verificada em 2011, conforme previsto no Decreto-Lei n.º 109/2011, de 18 de novembro

O montante diferido é suscetível de ser titularizado nos termos definidos no referido Decreto-lei e no Regulamento Tarifário.

#### PARCELA DE ALISAMENTO DOS CMEC

Os ajustamentos a efetuar ao valor dos CMEC resultantes de alterações nos parâmetros iniciais (produção, preço de mercado, custo dos combustíveis, etc.), face aos valores verificados, isto é, a revisibilidade anual, são repercutidos na parcela de acerto. Esta parcela, quando positiva, é adicionada à tarifa de UGS entre o mês de abril seguinte ao ano a que diz respeito a revisibilidade anual e o mês de

março seguinte, quando negativa é deduzida à tarifa de UGS entre o mês de julho seguinte ao ano a que diz respeito a revisibilidade anual e o mês de junho seguinte.

A alteração dos parâmetros definidos nesta parcela face aos pressupostos iniciais pode ter grandes implicações, levando a que o valor da parcela de acerto ultrapasse o da parcela fixa em anos em que se verifiquem valores substancialmente diferentes dos previstos no Decreto-Lei n.º 199/2007. Esta situação ocorreu desde o início do apuramento da parcela de acerto dos CMEC.

Assim, foi criado um mecanismo de alisamento tarifário, com efeitos sobre a parcela dos CMEC na tarifa de UGS, cujo objetivo é a transmissão de um preço estável de potência contratada para refletir os CMEC. Importa garantir que este mecanismo não afeta, nem a aplicação da legislação referida (Decreto-Lei n.º 199/2007), nem os fluxos e calendário de pagamentos aos produtores de energia elétrica que cessaram o CAE.

Este ajuste é calculado com base na última informação recebida antes da aplicação das tarifas, devendo a informação contemplar pelo menos 6 meses de dados ocorridos. Este ajuste permite atenuar as variações tarifárias originadas por via da revisibilidade, visando igualar a tarifa de UGS em vigor até à aplicação da parcela de revisibilidade à tarifa aplicada no resto do ano. Acresce ainda que este ajuste não tem quaisquer implicações no cálculo e cobrança da parcela de revisibilidade em sede do Decreto-Lei n.º 240/2004, não implicando qualquer fluxo financeiro entre os produtores de energia elétrica e a entidade concessionária da RNT. Este ajustamento é aplicado como amortecedor do impacto da revisibilidade e apenas tem implicações nas transações financeiras entre o operador da rede de distribuição e os consumidores de energia elétrica.

O mecanismo de alisamento tarifário dos CMEC tem os seguintes aspetos:

- Inclusão na proposta de tarifas para cada ano, de um valor previsto de custos com as diversas parcelas dos CMEC com incidência nesse ano. Deste modo, o valor do preço de potência contratada a publicar, sendo cobrado todos os meses, recupera os custos previstos com os CMEC, de forma alisada.
- Os fluxos de pagamentos dos CMEC entre o operador da rede de distribuição e o operador da rede de transporte, e entre este e os produtores cujo CAE cessou, mantêm-se como definido no Decreto-Lei n.º 240/2004.
- A diferença em cada mês, entre o preço de potência contratada de CMEC, publicado para vigorar durante o ano e o que resulta da aplicação do Decreto-Lei n.º 240/2004, deve ser suportada pelo operador da rede de distribuição, embora o valor esperado anual desta diferença seja nulo.
- Nas datas determinadas pelo Decreto-Lei n.º 240/2004, o cálculo definitivo da parcela de acerto do CMEC a vigorar deve condicionar uma revisão tarifária na qual se deverá corrigir o valor do

preço de potência contratada a vigorar até ao fim do ano, segundo os valores definitivos do CMEC.

O valor estimado para 2011 para a parcela de ajustamento é de 113,3 milhões de euros. O Quadro 5-8 apresenta as principais componentes para o cálculo desse ajustamento.

**Quadro 5-8 - Estimativa da revisibilidade para 2011**

		Previsões ERSE	
		Valor total	Valor unitário (€/MWh)
	<b>Produção (GWh)</b>	<b>17 520</b>	
	Sines	6598	
	Setubal + Carregado	0	
	Hídricas	10922	
<b>(1)</b>	<b>Custo fixo (10<sup>3</sup> EUR)</b>	<b>878 369</b>	
	Sines	226 965	
	Setubal + Carregado	114 024	
	Barreiro		
	Hídricas	537 380	
<b>(2) = A - B - C</b>	<b>Margem de mercado (10<sup>3</sup> EUR)</b>	<b>672 019</b>	
<b>A</b>	<b>Custos de produção</b>	<b>250 499</b>	<b>38,0</b>
	Sines	250 499	38,0
	Setubal + Carregado	0	-
	Hídricas		
<b>B</b>	<b>Receita de mercado</b>	<b>906 011</b>	<b>51,71</b>
	Sines	370 315	56,1
	Setubal + Carregado	0	-
	Hídricas	535 696	49,0
<b>C</b>	Licenças de CO <sub>2</sub> (10 <sup>3</sup> EUR)	<b>-16 507</b>	
<b>(3)</b>	<b>Serviços de Sistema (10<sup>3</sup> EUR)</b>	<b>51 354</b>	<b>2,9</b>
<b>(4) = (1)-(2)-(3)</b>	<b>Custo total (10<sup>3</sup> EUR)</b>	<b>154 996</b>	
<b>(5)</b>	<b>CMEC inicial (10<sup>3</sup> EUR)</b>	<b>41 729</b>	
<b>(6) = (4) - (5)</b>	<b>Revisibilidade (10<sup>3</sup> EUR)</b>	<b>113 267</b>	

Este valor é inferior ao verificado nos dois últimos anos. Este facto decorre:

- Da elevada hidraulicidade ocorrida no 1º semestre de 2011 que permitiu que as centrais hídricas produzissem significativamente mais do que num período de hidraulicidade média.
- Do preço do mercado ter sido ligeiramente mais elevado do que o previsto.
- Do fim de vida útil da Central do Carregado.

Nas tarifas para 2012 considerou-se 9/12 deste valor acrescido de juros, no total de 86 668 milhares de euros.

A parcela de alisamento contempla também os ajustamentos previstos para a parcela fixa e para a parcela de acerto referentes ao ano de 2010, num total de 1 841 milhares de euros.

#### MECANISMO DE CORREÇÃO DE HIDRAULICIDADE

De acordo com o Decreto-Lei n.º 110/2010, de 14 de outubro, que aprova o novo mecanismo de correção de hidraulicidade e que revoga o Decreto-Lei n.º 338/91, de 10 de setembro, o nível máximo de referência com base no saldo da conta a 31 de dezembro de 2009, deduzido dos montantes respeitantes a 2008 que ainda não tinham sido transferidos para a entidade concessionária da RND, corresponde a 70 992 milhares de euros.

Anualmente, se não ocorrer nenhum movimento extraordinário do fundo, aquele montante será reduzido em um sétimo<sup>16</sup>. Assim o saldo de referência em 2010 e o estimado para 2011 são apresentados no quadro seguinte.

**Quadro 5-9 - Valor máximo de referência para FCH**

	Unid: 10³ EUR	
	2010	2011
Nível máximo de referência em 2009 (1)	-70 992	-60 851
Montante a deduzir (2)	10 142	10 142
Nível máximo 2010 (3) = (1)+(2)	-60 851	-50 709
Encargos financeiros (4)	-3 216	-2 968
<b>Montante total a deduzir (5) = (4)-(2)</b>	<b>-13 358</b>	<b>-13 110</b>

Os valores do FCH referentes ao período 2009-2011 deverão ser objeto de revisão no processo de tarifas de 2013 após homologação dos movimentos da conta referentes a 2009 e 2010.

<sup>16</sup> A aplicação do disposto no artigo 5º do Decreto-Lei n.º 110/2010, de 14 de outubro, poderá levar a que o ritmo de evolução destes custos para efeito de tarifas entre 2013 e 2016 seja ajustado face ao considerado em tarifas de 2011 e 2012. No entanto, estes cálculos deverão ser analisados e enviados para proposta ao CT no âmbito do processo de fixação de tarifas em anos posteriores.

---

### **CUSTO TOTAL COM OS CMEC**

O valor dos CMEC considerado nas Tarifas de 2012 ascende a 154,8 milhões de euros e é composto pelas seguintes parcelas:

- Parcela fixa no montante de 80,2 milhões de euros que inclui a renda anual de 81,2 milhões de euros, calculada à taxa de 7,55% e o remanescente do ajustamento da parcela fixa de 2010 no montante de - 1 milhões de euros;
- Parcela de acerto que recupera o desvio de faturação da parcela de acerto de 2011 no montante de 2,1 milhões de euros e o remanescente do ajustamento da parcela de acerto de 2010 no montante de -1 milhões de euros;
- Parcela de alisamento no total de 78,7 milhões de euros relativa ao valor previsto das seguintes parcelas: (i) desvios de faturação em 2011 no montante de 1,8 milhões de euros, (ii) revisibilidade de 2011 no montante de 86,7 milhões de euros e (iii) correção de hidraulicidade de 2011 no montante de -9,8 milhões de euros;
- Remanescente da correção de hidraulicidade de 2010, no montante de -5,3 milhões de euros.

Os valores da parcela fixa e da parcela de acerto, no montante de 81,4 milhões de euros, serão entregues mensalmente pela REN à EDP Produção em função da potência contratada faturada nos termos do Decreto-Lei n.º 240/2004.

### **PROVEITOS PERMITIDOS DA ATIVIDADE DE COMPRA E VENDA DO ACESSO À REDE DE TRANSPORTE**

O montante de proveitos permitidos à entidade concessionária da RND na atividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte é dado pela expressão estabelecida no n.º 1 do Artigo 81.º e no n.º 1 do artigo 84.º do Regulamento Tarifário.

PROVEITOS PERMITIDOS DAS EMPRESAS REGULADAS DO SECTOR ELÉTRICO EM 2012

Atividades desenvolvidas pela entidade concessionária  
da rede nacional de distribuição

**Quadro 5-10 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível dos proveitos permitidos de  
Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte**

		Unidade 10 <sup>3</sup> EUR	
		Tarifas 2011	Tarifas 2012
<b>A</b>	<b>Proveitos a recuperar pela EDP Distribuição por aplicação da UGS</b>	<b>1 630 757</b>	<b>1 521 154</b>
(+)	Proveitos permitidos à REN no âmbito da atividade Gestão Global do Sistema	555 341	487 016
	Diferencial de custos com a aquisição de energia a produtores em regime especial	1 033 235	355 534
	SPRE <sup>1</sup> <sub>t</sub> Diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006	570 400	139 916
	SPRE <sup>2</sup> <sub>t</sub> Diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial não enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006	462 835	215 619
(+)	<b>CMEC</b>	<b>427 550</b>	<b>154 770</b>
	PF <sub>CMEC,t</sub> Parcela Fixa dos CMEC	83 067	80 292
	Renda anual	81 185	81 185
	Ajustamentos	1 882	-893
	PA <sub>CMEC,t</sub> Parcela de Acerto dos CMEC	251 835	1 124
	Revisibilidade	249 588	2 113
	Ajustamentos	2 247	-989
	CP <sub>CMEC,t</sub> Compensação devida pelos produtores ao operador da rede de transporte	0	0
	PA <sub>CMEC,t</sub> Componente de alisamento dos CMEC	72 248	78 676
	Revisibilidade prevista (9/12)	83 957	86 668
	Ajustamentos previstos (9/12)	-3 673	1 841
	Correção de hidraulicidade (9/12)	-8 036	-9 833
	CH <sub>pol,t-1</sub> Correção de hidraulicidade	20 400	-5 322
(+)	DT <sup>06</sup> <sub>t</sub> Déficit tarifário associado à limitação dos acréscimos tarifários de BT em 2006, a recuperar pelo operador da rede de distribuição	14 330	14 715
(+)	DT <sup>07</sup> <sub>t</sub> Déficit tarifário associado à limitação dos acréscimos tarifários de BTN em 2007, a recuperar pelo operador da rede de distribuição	5 439	5 585
(-)	Diferença entre os valores faturados pela EDP Distribuição e os valores pagos à entidade concessionária da RNT por aplicação da tarifa UGS, em t-2	43 953	-9 331
(+)	EST <sub>pol,t</sub> Valor a repercutir nas tarifas resultante de medidas no âmbito da estabilidade tarifária	-304 989	498 449
	C <sup>Sust</sup> <sub>CVEE,t</sub> Custos no âmbito da sustentabilidade de mercados	-445 870	350 307
	EST <sup>E</sup> <sub>t</sub> Repercussão nas tarifas de custos ou proveitos ao abrigo da alínea a) do n.º 4 do artigo 2.º do DL 165/2008, de 21 de Agosto	104 830	110 174
	EST <sup>CIEG</sup> <sub>POL</sub> Repercussão nas tarifas de custos ou proveitos ao abrigo da alínea b) do n.º 4 do artigo 2.º do DL 165/2008, de 21 de Agosto	36 051	37 968
(+)	Diferencial positivo ou negativo na actividade de Comercialização devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais com consumos ou fornecimentos em NT (MAT, AT, MT) e BTE	-2 467	1 004
	em NT	-1 729	758
	em BTE	-737	246
(+)	Sobrepriveito associado ao agravamento tarifário nos termos do n.º2 do artigo 6º do Decreto-Lei n.º104/2010, de 29 de Setembro	-53 729	-5 249
<b>B</b>	<b>Proveitos a recuperar pela EDP Distribuição por aplicação da URT</b>	<b>295 152</b>	<b>305 348</b>
(+)	Proveitos permitidos à REN no âmbito da atividade Transporte de Energia Elétrica	289 180	328 490
(-)	Diferença entre os valores faturados pela EDP Distribuição e os valores pagos à entidade concessionária da RNT por aplicação da tarifa URT, em t-2	-5 972	23 142
<b>C</b>	<b>A + B</b>	<b>1 925 909</b>	<b>1 826 502</b>
	Desconto previsto com a aplicação da tarifa social	-4 308	-6 064

## 5.2 ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

A atividade de distribuição foi, desde o início da regulação, uma atividade regulada por *price-cap* com uma evolução indexada à taxa de inflação adicionada dos ganhos de eficiência previstos para o período de regulação. No entanto, houve necessidade de melhorar aquela metodologia, no sentido de garantir a diminuição dos custos de exploração (OPEX), sem prejudicar o necessário investimento.

Desta forma, a metodologia do tipo *price cap* passa a ser aplicada apenas ao OPEX, sendo os custos com capital (CAPEX) analisados separadamente, o que implica remunerar os investimentos aceites ao custo de capital da empresa, integrando as respetivas amortizações nos proveitos permitidos da empresa.

Esta solução tem de ser acompanhada de uma análise cuidadosa dos planos de investimento propostos no início do período regulatório pela empresa e, principalmente, da sua responsabilização pelo cumprimento ou não dos planos traçados, de forma a garantir a racionalidade dos investimentos. Paralelamente, esta separação tem a virtude de poder integrar nos proveitos permitidos o investimento associado à inovação, designadamente as chamadas "redes inteligentes", incentivando-o, não deixando de garantir, no entanto, que, com as soluções propostas, o risco associado a este tipo de investimento seja repartido de uma forma adequada entre os consumidores e as empresas.

Esta metodologia obriga, porém, a que a definição da remuneração do ativo seja exatamente igual ao custo de oportunidade/custo de capital da empresa. Caso seja ligeiramente superior<sup>17</sup>, estão reunidas as condições para se verificar os efeitos mencionados, já em 1962, por Harvey Averch e Leland Johnson, para a regulação baseada na remuneração e aceitação dos investimentos. Entre estes efeitos, destaca-se o facto da empresa regulada não realizar investimentos de modo a responder à evolução da sua atividade, orientada pelo aumento dos seus resultados, estando este garantido devido à remuneração que os investimentos lhe podem proporcionar.

Para ultrapassar este efeito a empresa fica vinculada ao nível de investimentos que se propôs efetuar no início do período regulatório, que por sua vez deverá refletir a evolução da atividade. Caso o investimento ocorrido seja maior do que o inicialmente previsto para o período regulatório, a remuneração aplicada ao investimento em excesso, acima de um determinado nível será inferior ao custo de capital.

No que respeita ao investimento no âmbito das "redes inteligentes", estes foram aceites até à data nos proveitos permitidos para efeitos de regulação sem serem diferenciados dos restantes investimentos,

---

<sup>17</sup> A situação inversa da taxa de remuneração ser inferior ao custo de capital permitido para o período regulatório não se porá em princípio, tendo em conta que o regulador tem de zelar pela garantia da manutenção do equilíbrio económico-financeiro da empresa.

---

porém, o desenvolvimento e implementação a nível nacional de “redes inteligentes”, implica uma diferenciação em termos regulatórios.

Um dos aspetos de grande importância para a implementação deste modelo é a criação de mecanismos simples que permitam a identificação da base de ativos a remunerar com um prémio de risco, dada a dificuldade em estabelecer uma fronteira entre a componente de inovação no investimento e sua componente “convencional”.

No que diz respeito aos custos de exploração das redes de distribuição, os benefícios decorrentes da inovação resultam, por um lado, do incremento da automatização dos processos que implica uma menor necessidade de recursos para a operação das redes e, por outro lado, de uma monitorização e recolha de dados alargada na rede, que facilitará a tomada de decisão operacional, potenciará as atuações preventivas na operação da rede e permitirá o “diálogo” com os consumidores em prol de uma utilização mais eficiente dos recursos.

Assim, o aumento no valor do CAPEX num primeiro momento, em consequência da implementação das “redes inteligentes”, conjuga-se com uma diminuição esperada no valor do OPEX e pode levar a uma contenção do valor do CAPEX no futuro, nesse caso devido à racionalização dos investimentos.

Neste sentido, o ORD apresentará as propostas de investimentos com carácter inovador acompanhadas da estimativa do potencial de redução dos custos operacionais, justificada com base nas melhorias e alterações introduzidas nos processos operacionais e na afetação de recursos.

Importa referir que a nova metodologia não altera a posição da ERSE no que diz respeito à aceitação de equipamentos de medição para efeitos de proveitos devendo portanto existir mecanismos de desagregação de custos relacionados com equipamentos de medição nos consumidores, os quais não serão aceites para efeitos de regulação.

Além disso, o risco tecnológico inerente ao carácter pioneiro daqueles investimentos, designadamente a necessidade de abates de equipamentos e a consequente substituição dos mesmos, terá que ser suportado pelo Operador da Rede de Distribuição. Contudo, este risco terá que ser compensado, diferenciando o custo de capital deste tipo de investimento, face ao custo de capital do restante investimento em infra-estruturas de distribuição de energia elétrica. Sublinhe-se que esta diferenciação não deverá, porém, manter-se para além do período de maturação da tecnologia aplicada.

A revisão da forma de regulação aplicada à atividade de distribuição foi acompanhada da revisão dos *drivers* de custos mais adequados, bem como do peso a dar às parcelas fixas e variáveis dos proveitos, conforme mencionado no documento “Parâmetros de regulação para o período 2012 a 2014”.

---

Para além dos proveitos calculados com base nos parâmetros fixados para este período de regulação, fazem parte dos proveitos permitidos desta atividade, os custos com rendas de concessão e os custos no âmbito de programas de reestruturação de efetivos anteriormente aceites pela ERSE.

Além disso, existem incentivos à melhoria do desempenho que efetivamente tenha ocorrido: (i) incentivo à redução do nível de perdas na rede de distribuição e (ii) incentivo à melhoria da qualidade de serviço, os quais são aceites *a posteriori*, sendo refletidos nas tarifas com um diferimento de dois anos. Por sua vez, o incentivo à promoção do desempenho ambiental é aceite *a priori* com base no plano apresentado pela empresa antes de cada período de regulação e ajustado ao fim de dois anos de acordo com os relatórios de execução.

#### **CUSTOS COM O PLANO DE PROMOÇÃO DO DESEMPENHO AMBIENTAL**

Em 2012 não foram incluídos custos no âmbito do Plano de Promoção do Desempenho Ambiental.

#### **CUSTOS COM RENDAS DE CONCESSÃO**

Este custo à semelhança dos restantes custos de interesse económico geral, passou a ser aceite em base anual e ajustado de acordo com os valores reais.

Para 2012, as rendas de concessão, calculadas de acordo com a nova metodologia iniciada em 2009, estimam-se em 248,2 milhões de euros.

#### **PLANOS DE REESTRUTURAÇÃO DE EFETIVOS**

O cálculo da renda do Programa de Apoio à Reestruturação (PAR) segue a nova metodologia<sup>18</sup>, já considerada em tarifas 2009, a qual consiste no cálculo do valor por recuperar tendo em conta os custos totais do programa apresentados nos relatórios de execução anual, deduzidos dos custos recuperados nas tarifas (ajustamento sem juros). O montante apurado é dividido pelo número de anos que falta amortizar.

Os valores considerados pela ERSE para cálculo dos proveitos permitidos, para 2012, foram calculados com base na análise do relatório de execução de 2010. De assinalar que os valores apresentados dizem respeito à totalidade do plano, independentemente da empresa onde está registado, ou seja, EDP Distribuição ou EDP SU. De salientar que a partir de 2009, o ativo regulatório que se encontrava na EDP SU foi transferido para a EDP Distribuição.

---

<sup>18</sup> Metodologia discutida com a EDP Distribuição, em reunião sobre este assunto, e apresentada como proposta pela empresa no relatório de execução de 2007.

O quadro seguinte sintetiza o montante aceite em termos previsionais dos custos com reestruturação de efetivos para 2012.

**Quadro 5-11 - Custos com plano de reestruturação de efetivos**

Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

	Tarifas 2005	Tarifas 2006	Tarifas 2007 (renda + ajustamento 2005 s/ juros)	Tarifas 2008 (renda + ajustamento 2006 s/ juros)	Tarifas 2009	Tarifas 2010	Tarifas 2011	Valores por recuperar	Anuidades	renda anual T 2012
Plano 2003	22 253	7 358	7 173	7 362	7 369	7 383	7 310	80 265	11	7 297
Plano 2004	12 801	14 699	31 364	14 539	14 550	14 584	14 467	173 102	12	14 425
Plano 2005	2 651	2 035	1 354	1 975	2 016	2 023	2 002	26 331	13	2 025
<b>Total a acrescentar aos proveitos permitidos</b>	<b>37 705</b>	<b>24 092</b>	<b>39 892</b>	<b>23 876</b>	<b>23 935</b>	<b>23 989</b>	<b>23 779</b>	<b>279 698</b>		<b>23 747</b>

Os custos com outros planos de efetivos, Programa de Racionalização de Recursos Humanos (PRRH) e Plano de Ajustamento de Efetivos (PAE) totalizaram 44 281 milhares de euros em 2012, repartidos da seguinte forma:

Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

	2010 real	T2011	T2012
PRRH	32 995	26 227	19 545
PAE*	25 740	25 200	24 736
<b>Total</b>	<b>58 735</b>	<b>51 428</b>	<b>44 281</b>

\* Exclui os FSE

Os valores apresentados nos quadros anteriores não incluem o montante relativo à Caixa Cristiano Magalhães que totaliza 2 909 milhares de euros.

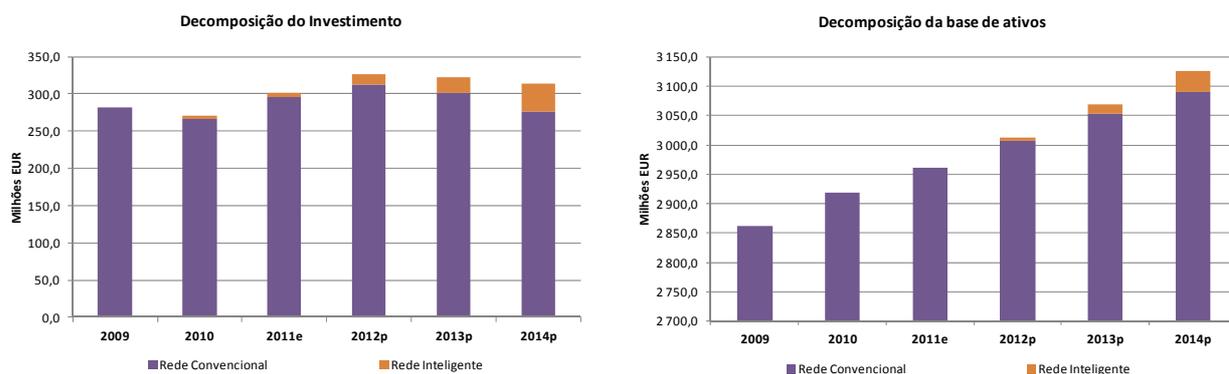
**INVESTIMENTOS**

Em virtude da alteração da forma de regulação na qual a metodologia de *price-cap* apenas se aplica ao OPEX, os custos decorrentes dos investimentos na rede de distribuição passam a ser analisados separadamente.

Além disso, a partir do novo período de regulação 2012-2014, os investimentos no âmbito das “redes inteligentes” passam a ter uma análise diferenciada dos restantes investimentos.

Na Figura 5-7 apresenta-se a evolução prevista para os dois tipos de investimento bem como a base de ativos a remunerar.

**Figura 5-7 - Evolução dos investimentos na rede de distribuição**



### PROVEITOS PERMITIDOS NA ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA PARA 2012

O montante de proveitos permitidos à entidade titular de licença vinculada de distribuição na atividade de Distribuição de Energia Elétrica é dado pela expressão estabelecida no n.º 1 do Artigo 85.º do Regulamento Tarifário.

PROVEITOS PERMITIDOS DAS EMPRESAS REGULADAS DO SECTOR ELÉTRICO EM 2012

Atividades desenvolvidas pela entidade concessionária  
da rede nacional de distribuição

Quadro 5-12 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível dos proveitos permitidos à atividade de Distribuição de Energia Elétrica

			Unidade 10 <sup>9</sup> EUR	
			Tarifas 2011	Tarifas 2012
1	FCE <sub>URD,AT/MT</sub>	Componente fixa dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica em AT/MT	153 443	50 075
2	VCE <sub>URD,AT/MT</sub>	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica em AT/MT (€/kWh)	0,005655	0,001412
3	E <sub>URD,AT/MT</sub>	Energia elétrica entregue pela rede de distribuição em AT/MT a clientes vinculados e não vinculados (GWh)	48 914	47 271
4	VCE <sub>URD,AT/MT</sub>	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica em AT/MT (€/kWh)		0,000000
5	E <sub>URD,AT/MT</sub>	Energia elétrica injetada na rede de distribuição em AT/MT a clientes vinculados e não vinculados (GWh)		15 767
6	VCE <sub>URD,AT/MT</sub>	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica em AT/MT (€/cliente)		2 105
7	C <sub>URD,AT/MT</sub>	Número de clientes em AT/MT		23 787
8	CC <sub>URD,AT/MT</sub>	Custo com capital afetos à atividade de distribuição em AT/MT		326 958
9	PEF <sub>URD,AT/MT</sub>	Custos com planos de reestruturação de efetivos	26 637	24 823
10	Amb <sub>URD,AT/MT</sub>	Custos com a promoção do desempenho ambiental	3 056	0
11		Diferencial da atualização da taxa de remuneração do ativo	184	0
12	$\Delta_{1,t-2}^D$	Ajustamento no ano t, dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, no ano t-2 em AT/MT	-154	31 844
A	$= (1)+(2)\times(3)\times 1000+(4)\times(5)\times 1000+(6)\times(7)/1000+(8)+(9)+(10)+(11)-(12)$	Proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica em AT/MT	460 083	486 833
13	FCE <sub>URD,BT</sub>	Componente fixa dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT	206 388	75 310
14	VCE <sub>URD,BT</sub>	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT (€/kWh)	0,009487	0,004023
15	E <sub>URD,BT</sub>	Energia elétrica entregue pela rede de distribuição em BT a clientes vinculados e não vinculados (GWh)	26 083	24 959
16	VCE <sub>URD,BT</sub>	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT (€/kWh)		0
17	E <sub>URD,BT</sub>	Energia elétrica injetada na rede de distribuição em BT a clientes vinculados e não vinculados (GWh)		50
18	VCE <sub>URD,BT</sub>	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT (€/cliente)		12
19	C <sub>URD,BT</sub>	Número de clientes em BT		6 132 966
20	CC <sub>URD,RC,BT</sub>	Custo com capital afetos à atividade de distribuição em BT no âmbito da rede convencional		219 306
21	CC <sub>URD,RI,BT</sub>	Custo com capital afetos à atividade de distribuição em BT no âmbito da rede inteligente		2 668
22	PEF <sub>URD,BT</sub>	Custos com planos de reestruturação de efetivos	48 570	46 114
23	RC <sub>URD,BT</sub>	Custos com rendas de concessão	240 740	248 231
24	Amb <sub>URD,AT/MT</sub>	Custos com a promoção do desempenho ambiental	1 294	0
25		Diferencial da atualização da taxa de remuneração do activo	94	0
26	$\Delta_{2,t-2}^D$	ajustamento no ano t, dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, no ano t-2 em BT	-20 994	21 906
B	$= (13)+(14)\times(15)\times 1000+(16)\times(17)\times 1000+(18)\times(19)/1000+(20)+(21)+(22)+(23)+(24)+(25)-$ $(26)$	Proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT	765 531	745 448
C	$R^D = (A) + (B)$	Total de proveitos	1 225 614	1 232 281



## **6 ATIVIDADES DESENVOLVIDAS PELO COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO**

O Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, atribuiu a licença de comercializador de último recurso a uma sociedade, juridicamente independente das sociedades que exercem as demais atividades no sistema elétrico nacional, a constituir pela EDP Distribuição Energia, S.A..

Na sequência destes diplomas, foi constituída a EDP Serviço Universal a 1 de janeiro de 2007 por destacamento de ativos, passivos e capitais próprios da EDP Distribuição. O comercializador de último recurso exerce as atividades de Compra e Venda de Energia Elétrica, a atividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte e Distribuição e a atividade de Comercialização.

### **6.1 ATIVIDADE DE COMPRA E VENDA DE ENERGIA ELÉTRICA**

A atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica exercida pelo comercializador de último recurso (EDP Serviço Universal) corresponde à aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial, no mercado organizado ou ainda através de contratos bilaterais, para satisfazer os fornecimentos aos clientes.

Em 2011 com a alteração regulamentar procedeu-se ao alargamento da regulação por incentivos à atividade de Aquisição de Energia Elétrica, de forma a que o risco associado a esta atividade não seja todo suportado pelos consumidores, ao contrário do que se verifica na relação entre os comercializadores de mercado e os seus clientes.

Esta metodologia obriga a mudanças de várias ordens, como seja, a desagregação da atividade de Aquisição de Energia Elétrica em duas funções: função de Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento dos Clientes e função de Compra e Venda de Energia Elétrica da Produção em Regime Especial. Esta desagregação tem como principal vantagem a de permitir uma melhor monitorização da atividade do CUR, bem como permitir aplicar metodologias de incentivo à aquisição eficiente de energia elétrica.

Definidas as funções, a metodologia consubstancia-se na sujeição da aceitação dos custos com aquisição de energia elétrica à aquisição de uma quantidade mínima de energia elétrica nos mercados a prazo. Este mecanismo permite aproximar o período de aquisição de energia elétrica e o horizonte de definição das tarifas, contribuindo, conseqüentemente, para a estabilidade tarifária. No entanto, a aplicação desta metodologia em sede de subregulamentação aguarda uma clarificação do quadro legal da extinção da tarifa de Venda a Clientes Finais no seguimento dos diplomas já publicados.

### 6.1.1 CUSTOS COM A AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NOS MERCADOS ORGANIZADOS

Desde 1 de julho de 2007, o comercializador de último recurso adquire energia elétrica para os seus fornecimentos no mercado organizado (MIBEL). À semelhança dos restantes comercializadores, a sua carteira de compras é comparada com a carteira de consumos e são determinados desvios, a liquidar junto do gestor de sistema (acerto de contas). Assim, o comercializador de último recurso deve adquirir, para cada hora de cada dia, a energia correspondente à sua expectativa para os consumos dos seus clientes.

Adicionalmente, o comercializador de último recurso tem a obrigação de adquirir a energia da produção em regime especial, a qual deve assim ser descontada na sua carteira de consumos em cada hora.

Na sequência de medidas legislativas de aprofundamento da integração do MIBEL, o comercializador de último recurso deve adquirir uma parte da sua energia no mercado a prazo (OMIP). As restantes aquisições de energia poderão ser efetuadas nos mercados diário e intra-diário (OMIE) e também através de contratos bilaterais.

O quadro seguinte apresenta a procura agregada dos clientes do comercializador de último recurso, no referencial das aquisições no mercado. A determinação desta procura agregada integra a definição do balanço de energia para o ano de 2012, em consistência com a previsão de consumos no mercado regulado e com o nível previsto de perdas nas redes.

**Quadro 6-1 - Aquisições do comercializador de último recurso para satisfação da sua procura**

Unidade: GWh

	Real		Proposta EDP Serviço Universal Junho 2011		ERSE Tarifas 2012		ERSE - Empresa Tarifas 2012	
	2009	2010	2011	2012	2011	2012	2011	2012
+ Energia comprada nos mercados organizados	24 860	16 045	7 969	1 592	8 620	4 471	651	2 879
+ CESUR	1 828	0	0	0	0	0	0	0
+ Produção em regime especial	14 386	17 983	18 614	20 021	18 851	19 626	237	-394
- Perdas na rede de Distribuição (perdas/fornecimentos)	2 826	2 939	2 489	2 184	2 540	2 325	51	141
	7,79%	9,94%	10,57%	11,38%	10,45%	10,85%		
- Perdas na rede de Transporte (perdas/fornecimentos)	622	507	301	245	376	278	76	34
	1,7%	1,7%	1,3%	1,3%	1,5%	1,3%		
<b>Total das aquisições</b>	<b>41 073</b>	<b>34 028</b>	<b>26 583</b>	<b>21 612</b>	<b>27 471</b>	<b>24 098</b>	<b>888</b>	<b>2 485</b>

A estrutura das aquisições de energia pelo CUR resultou das previsões da empresa, corrigidas para o nível de procura considerado nas tarifas. Assim, tendo em consideração a evolução histórica do mercado livre, a extinção de tarifas reguladas para clientes BTE e a introdução da disposição legal de extinguir a tarifa regulada de fornecimento para clientes finais com potência contratada superior a 10,35 kVA, a

evolução previsional quer do número de clientes, quer do consumo realizado em mercado livre que aqui se apresenta, parte dos seguintes pressupostos:

- A passagem a mercado livre dos clientes em MAT, AT, MT e BTE ainda abastecidos no mercado regulado deverá desenrolar-se até ao final de 2012;
- A passagem de clientes em BTN para mercado livre será relativamente linear ao longo de 2011, sendo expectável um incremento do ritmo de entrada durante 2012, desde logo ditado pela extinção de tarifas reguladas para estes fornecimentos a partir de 1 de janeiro de 2013.

#### AQUISIÇÕES DE ENERGIA ELÉTRICA À PRODUÇÃO EM REGIME ESPECIAL

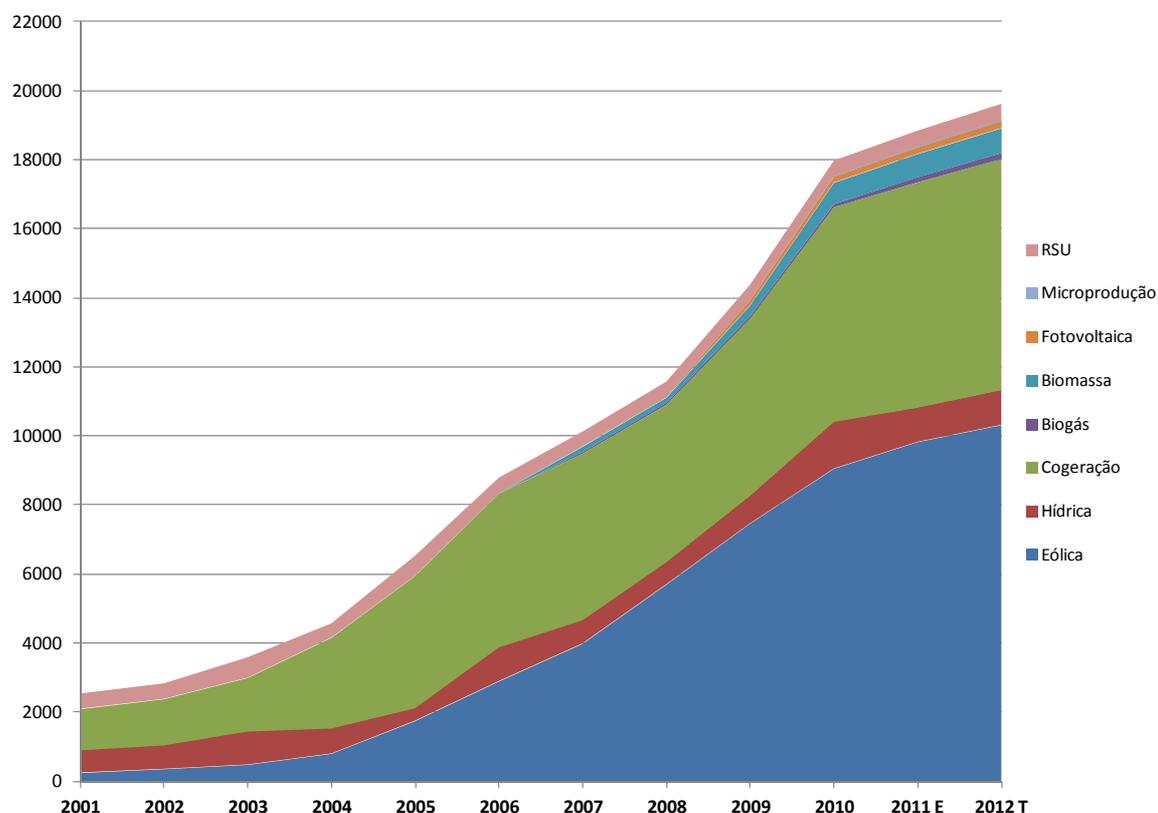
No Quadro 6-2 apresenta-se o custo médio unitário de aquisição de energia elétrica à PRE previsto para 2012 por tecnologia e respetivas quantidades de energia.

**Quadro 6-2 - Custo de aquisição de energia elétrica à PRE**

	Tarifas 2012				
	GWh	Preço médio de aquisição €/MWh	Custo Total 10 <sup>6</sup> EUR	Preço médio de referência €/MWh	Sobrecusto PRE 10 <sup>6</sup> EUR
Produção em regime especial enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006	12 891	95,68	1 233 501		494 808
Eólicas	10 311	90,12	929 283	57,30	338 424
Hídricas	1 018	93,46	95 138	57,30	36 808
Biogás	178	113,19	20 141	57,30	9 944
Biomassa	713	115,04	81 993	57,30	41 152
Fotovoltaica e energia das ondas	198	337,65	66 738	57,30	55 412
RSU	474	84,89	40 209	57,30	13 068
Produção em regime especial não enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006	6 735	119,72	806 305		420 384
Térmica - Cogeração (NFER)	4 855	126,10	612 277	57,30	334 053
Térmica - Cogeração (FER)	1 832	96,47	176 774	57,30	71 770
Microgeração	47	367,10	17 254	57,30	14 561
<b>Total da produção em regime especial</b>	<b>19 626</b>	<b>103,93</b>	<b>2 039 806</b>		<b>915 193</b>

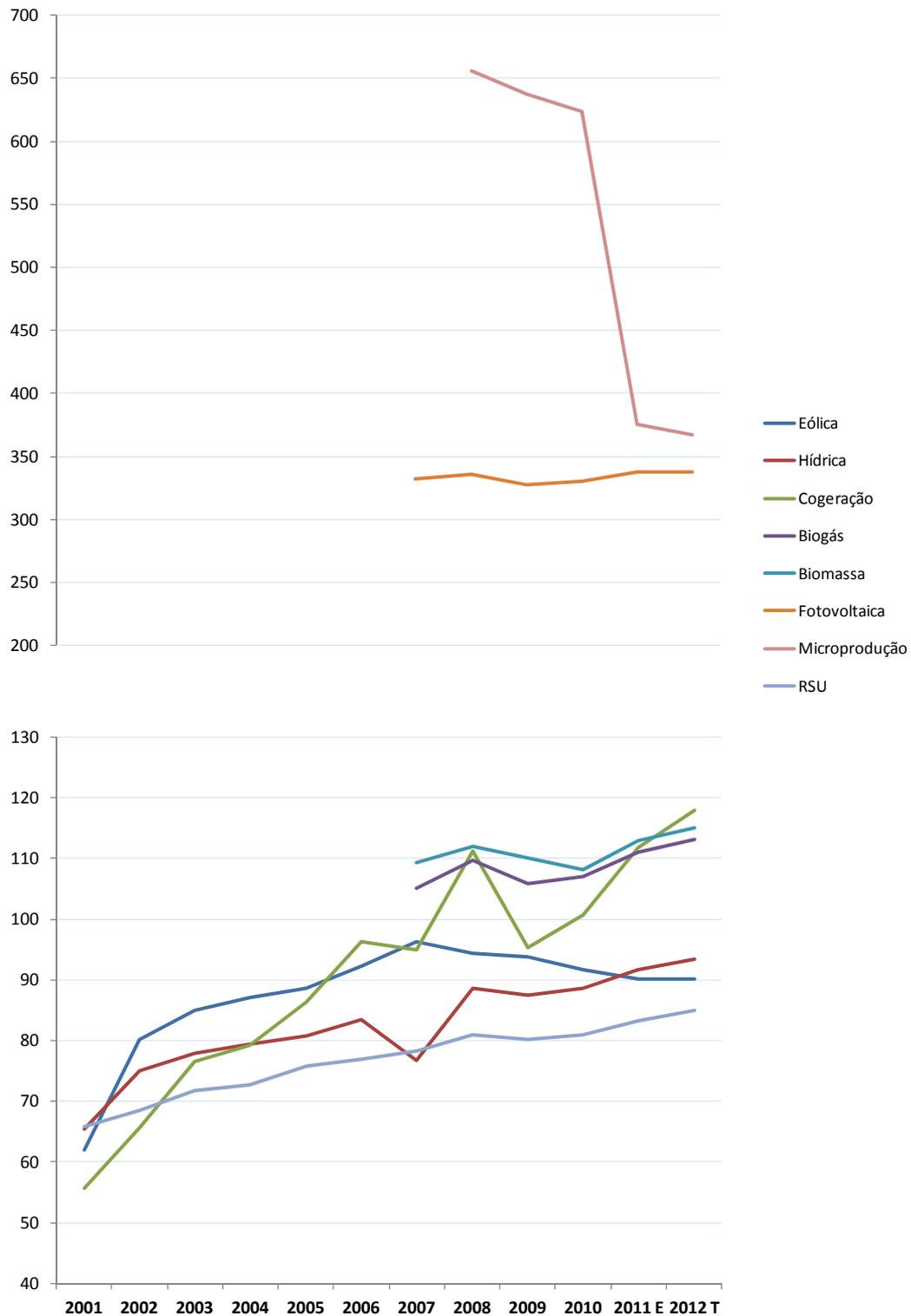
A Figura 6-1 apresenta as quantidades ocorridas da PRE por tecnologia no período de 2001 a 2010, o valor estimado para 2011 e a previsão implícita no cálculo das tarifas de 2012. Constata-se o forte crescimento que atingiu uma taxa média anual de 24% no período 2001 a 2010. A estimativa para 2011 e a previsão para 2012 apontam para taxas de crescimento mais moderadas que se deverão situar nos 5% e nos 4%, respetivamente.

**Figura 6-1 - Evolução das quantidades da PRE por tecnologia [GWh]**



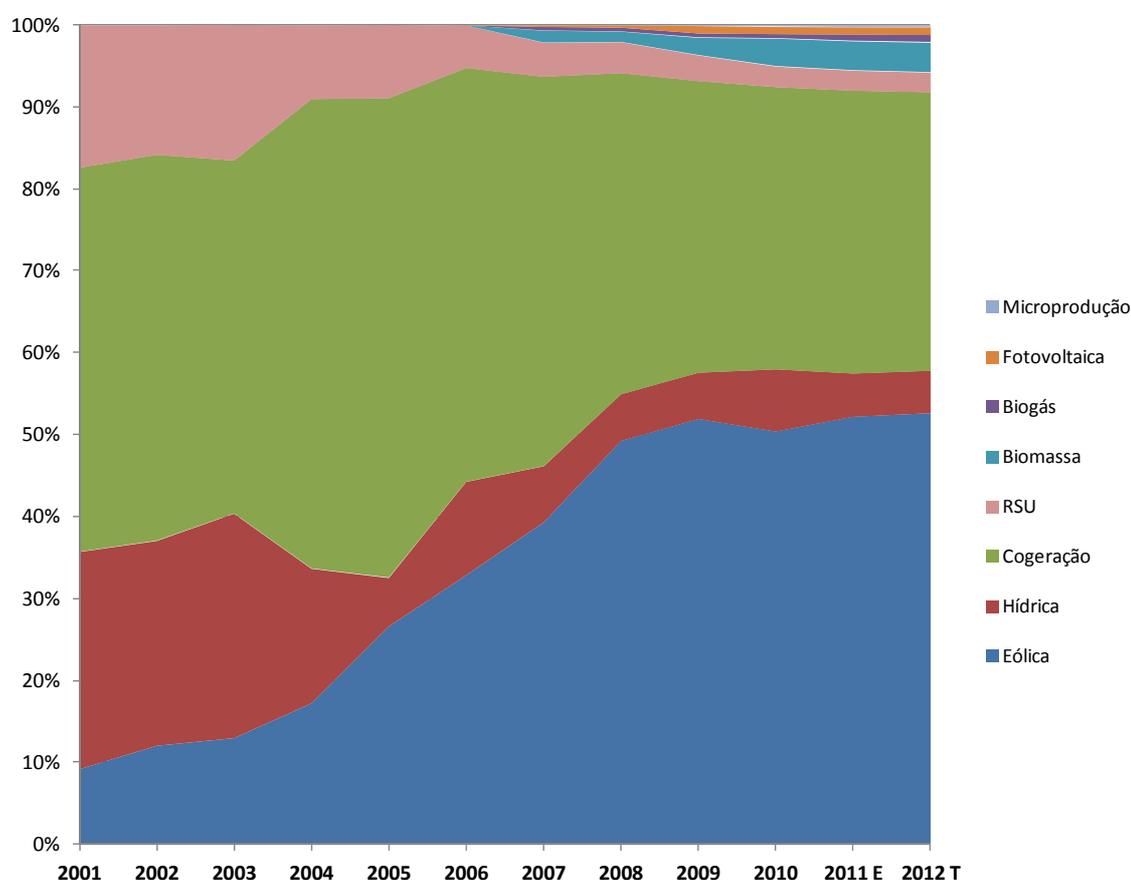
A Figura 6-2 apresenta a evolução do preço unitário da PRE por tecnologia entre 2001 e 2010 (valores ocorridos), estimativa para 2011 e previsão para 2012. Em termos unitários os preços médios de energia apresentaram entre 2001 e 2009 uma taxa média anual de crescimento de 5,5%. Para 2011 e 2012 as taxas de crescimento deverão situar-se na ordem dos 5%.

Figura 6-2 - Evolução do custo unitário PRE por tecnologia [€/MWh]



A Figura 6-3 apresenta o peso de cada tecnologia no custo total da PRE. Verifica-se que as tecnologias com maior produção (Eólica e Cogeração) são também as que apresentam um maior peso no total dos custos da PRE. Destaca-se também o peso cada vez menor dos custos com a produção a partir de recursos hídricos e de resíduos sólidos urbanos (RSU), a par do alargamento do *mix* de produção renovável a outras tecnologias, sobretudo a partir de 2006, como são o caso da biomassa, fotovoltaica e mais recentemente da microgeração.

Figura 6-3 - Peso de cada tecnologia no custo total da PRE



### PREÇO DE MERCADO

Os pressupostos subjacentes ao preço médio de aquisição do CUR para 2012, 57,3 €/MWh, estão apresentados no ponto 2.3.

## 6.1.2 AJUSTAMENTOS

Para além dos proveitos permitidos do ano são ainda recuperados por esta atividade os seguintes ajustamentos:

1. Os ajustamentos por aplicação da tarifa de Energia em 2010.
2. O ajustamento da aditividade tarifária de 2010.
3. O ajustamento provisório da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica, referente ao ano de 2011.

Uma análise mais aprofundada destes valores encontra-se no documento “Ajustamentos referentes a 2010 e 2011 a repercutir nas tarifas de 2012”.

O quadro seguinte sintetiza o montante de ajustamentos referentes a 2010 e 2011.

### Quadro 6-3 - Ajustamentos do comercializador de último recurso

	Unidade 10 <sup>3</sup> EUR
	<b>Tarifas 2012</b>
Valor previsto para o ajustamento dos custos com a atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica, referente a 2011	-158 579
Ajustamento dos custos com a atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica, relativo a 2010	-159 127
Ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas referente a 2010	-32 601
<b>Total de ajustamentos a incorporar nos proveitos para 2012</b>	<b>-350 307</b>

Nota: Um ajustamento com sinal negativo significa um valor a recuperar pela empresa

Estes montantes ao abrigo do artigo 88.º são recuperados na tarifa de uso global do sistema do operador da rede de distribuição.

### CUSTOS COM A FUNÇÃO DE COMPRA E VENDA DE ENERGIA ELÉTRICA PARA FORNECIMENTO DOS CLIENTES

O montante de custos com a função de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento dos clientes do comercializador de último recurso é dado pela expressão estabelecida no n.º1 do Artigo 88.º do Regulamento Tarifário.

Para as variáveis e parâmetros previstos nessa fórmula foram considerados os valores do Quadro 6-4.

**Quadro 6-4 - Custos com a função de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento dos clientes**

		Unidade 10 <sup>3</sup> EUR
		2012
<b>A</b>	Custos permitidos com aquisição de energia elétrica, para fornecimento dos clientes	1 450 566
	Preço de referência	58,76
	Quantidade de energia adquirida para fornecimento aos clientes CUR	24 098
	Desvio por gestão carteira	2 056
	Proveitos decorrentes da partilha de risco entre CUR e os comercializadores de mercado	0
	Outros custos	32 532
<b>B</b>	Custos de funcionamento afectos à função de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento dos clientes, previstos para o ano <i>t</i>	6 390
<b>C</b>	Valor previsto para o ajustamento dos custos com a atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica, no ano <i>t-1</i> a incorporar no ano <i>t</i>	-158 579
<b>D</b>	Ajustamento no ano <i>t</i> dos custos com a actividade de Compra e Venda de Energia Elétrica, relativo ao ano <i>t-2</i>	-159 127
<b>E</b>	Ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas de <i>t-2</i> a incorporar nos proveitos do ano <i>t</i>	-32 601
<b>F</b>	<b>Total dos proveitos a recuperar pela função de compra e venda de energia elétrica para fornecimento dos clientes</b>	<b>1 807 263</b>
<b>G</b>	<b>Ajustamentos positivos ou negativos definidos para efeitos da sustentabilidade de mercados</b>	<b>350 307</b>
<b>F-G</b>	<b>Total dos proveitos a recuperar pelo comercializador de último recurso por aplicação da TE</b>	<b>1 456 956</b>

**6.2 ATIVIDADE DE COMPRA E VENDA DO ACESSO ÀS REDES DE TRANSPORTE E DISTRIBUIÇÃO**

A atividade de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição transfere os custos com o acesso às redes de transporte e distribuição para os clientes do comercializador de último recurso.

Tendo em conta que estas tarifas são aditivas e que o desajuste por aplicação das tarifas de Uso Global do Sistema e de Uso da Rede de Transporte aos Clientes e comercializadores e os valores pagos ao operador da rede de transporte são calculados ao nível da atividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte, não se preveem ajustamentos nesta atividade.

O montante de custos com a atividade de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição, em 2012 do comercializador de último recurso é dado pela expressão do Artigo 89.º do Regulamento Tarifário.

Para as variáveis e parâmetros previstos nessa fórmula foram considerados os valores do Quadro 6-5.

**Quadro 6-5 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível dos proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição**

	Unidade 10 <sup>3</sup> EUR	
	Tarifas 2011	Tarifas 2012
Proveitos a recuperar por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema, no ano <i>t</i>	1 132 907	889 337
Proveitos a recuperar por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte, no ano <i>t</i>	159 206	130 183
Proveitos a recuperar por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição, no ano <i>t</i>	887 733	839 587
<b>Proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição, previstos para o ano <i>t</i></b>	<b>2 179 845</b>	<b>1 859 107</b>

### 6.3 ATIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO

A atividade de Comercialização é regulada com base em incentivos, aplicando-se níveis de eficiência ao OPEX. Os proveitos incluem ainda uma margem que tem como objetivo a reposição dos custos das necessidades financeiras resultantes do desfasamento temporal entre os prazos médios de pagamentos e os prazos médios de recebimentos associados às atividades reguladas do comercializador de último recurso.

Os proveitos permitidos da atividade de Comercialização, como já referido, recuperam os custos incorridos na atividade e repercutem os desvios de dois anos anteriores. Na perspetiva de uma saída gradual dos consumidores para o mercado, os proveitos desta atividade já contemplavam um termo fixo, de forma a recuperar os custos que não diminuem com a quebra da atividade.

Desta forma, de acordo com as alterações previstas no Regulamento Tarifário, os proveitos a recuperar com a aplicação da tarifa de comercialização passam a ser calculados com base na tarifa do ano anterior acrescida de um fator de atualização. Posteriormente, esse valor é comparado com o valor dos proveitos permitidos, sendo a diferença transferida para a UGS.

Além disso, outra das particularidades desta atividade é o facto da EDP SU transferir, através de contratos de *outsourcing*, a operacionalização dos processos comerciais para a EDP Soluções Comerciais S.A. (EDP SC), que constitui uma plataforma independente de serviços partilhados entre os diferentes negócios comerciais do Grupo EDP.

Atendendo ao elevado peso que a prestação de serviços da EDP SC representa na totalidade dos custos da atividade da EDP SU, e a necessidade de obter uma maior discriminação da informação sobre estes custos, foi acordada a elaboração de um estudo (contratado à Deloitte) que permitisse avaliar a eficiência dos custos da EDP SU, nomeadamente na sua relação com a EDP SC. Desta forma, foi

possível uma análise mais detalhada dos custos imputados à regulação e uma maior garantia do nível de eficiência incluído nos custos a considerar no cálculo dos proveitos permitidos.

Assim, tendo em conta os resultados daquele estudo procedeu-se à alteração dos *drivers* de custos e dos níveis de eficiência, tal como mencionado no documento. A descrição e as conclusões do estudo mencionado encontram-se detalhadas no referido documento.

#### **PROVEITOS PERMITIDOS DA ATIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO DO COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO**

O montante de proveitos permitidos à EDP Serviço Universal na atividade de Comercialização é dado pela expressão estabelecida no n.º1 do Artigo 90.º do Regulamento Tarifário.

Para as variáveis e parâmetros previstos nessa fórmula foram considerados os valores do Quadro 6-6.

**Quadro 6-6 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível dos proveitos permitidos à atividade de Comercialização**

			Unidade: 10 <sup>3</sup> EUR	
			Tarifas 2011	Tarifas 2012
1	$F_{C,NT}$	Componente fixa dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em NT (MAT, AT e MT)	136	99
2	$V_{C,NT}$	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em NT (€/consumidor)	72,639	11,442
3	$E_{C,NT}$	Número de consumidores médio, em NT	4 271	4 733
4	$V_{C,NT}$	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em NT (€/processo)		3,714
5	$P_{C,NT}$	Número de processos de atendimento, em NT (milhares)		11 491
6	$PEF_{C,NT}$	Custos com planos de reestruturação de efetivos	0	0
7	$\tilde{r}_c / 365 \times (R_{E,NT}^{CR} + R_{CVATD,NT}^{CR}) \times f_c$	Reposição do custo das necessidades financeiras em NT	1 064	692
	$\tilde{r}_c$	Diferencial entre o prazo médio de recebimentos e o prazo médio de pagamentos (em d)	15	15
	$R_{E,NT}^{CR}$	Custos com a atividade de CVEE afetos a NT	179 263	111 928
	$R_{CVATD,NT}^{CR}$	Proveitos permitidos da CVATD afetos a NT	122 743	66 544
	$f_c$	Taxa de reposição do custo das necessidades financeiras	8,56%	9,50%
8	$Z_{C,NT,t-1}$	Custos ocorridos no ano t-1, não previstos para o período de regulação, atualizados para o ano t	0	0
9	$\Delta R_{C,NT,t-2}^{CR}$	Ajustamento no ano t, dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, no ano t-2 em NT	2 010	-586
A	$R_{C,NT}^{CR} = (1)+(2)\times(3)/1000+(4)\times(5)/1000+(6)+(7)+(8)-(9)$	Proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em NT	-500	1 474
B		Diferencial positivo ou negativo na atividade de Comercialização devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais com consumos ou fornecimentos em NT (MAT, AT, MT)	-1 729	758
C	A-B	Proveitos a recuperar pela atividade de Comercialização de Energia Elétrica em NT	1 229	717
10	$F_{C,BTE}$	Componente fixa dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTE	51	112
11	$V_{C,BTE}$	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTE (€/consumidor)	6,940	6,586
12	$E_{C,BTE}$	Número de consumidores médio, em BTE (milhares)	11 513	9 428
13	$V_{C,BTE}$	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTE (€/processo)		3,714
14	$P_{C,BTE}$	Número de processos de atendimento, em BTE (milhares)		13 174
15	$PEF_{C,BTE}$	Custos com planos de reestruturação de efetivos	0	0
16	$\tilde{r}_c / 365 \times (R_{E,BTE}^{CR} + R_{CVATD,BTE}^{CR}) \times f_c$	Reposição do custo das necessidades financeiras em BTE	513	427
	$\tilde{r}_c$	Diferencial entre o prazo médio de recebimentos e o prazo médio de pagamentos (em d)	15	15
	$R_{E,BTE}^{CR}$	Custos com a atividade de CVEE afetos a BTE	70 365	55 266
	$R_{CVATD,BTE}^{CR}$	Proveitos permitidos da CVATD afetos a BTE	75 451	54 515
	$f_c$	Taxa de reposição do custo das necessidades financeiras	8,56%	9,50%
17	$Z_{C,BTE,t-1}$	Custos ocorridos no ano t-1, não previstos para o período de regulação, atualizados para o ano t	0	0
18	$\Delta R_{C,BTE,t-2}^{CR}$	Ajustamento no ano t, dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, no ano t-2 em BTE	792	-46
D	$R_{C,BTE}^{CR} = (10)+(11)\times(12)/1000+(13)\times(14)/1000+(15)+(16)+(17)-(18)$	Proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTE	-147	696
E		Diferencial positivo ou negativo na atividade de Comercialização devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais com consumos ou fornecimentos em BTE	-737	246
F	D-E	Proveitos a recuperar pela atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTE	590	450
19	$F_{C,BTN}$	Componente fixa dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BT	16 468	36 291
20	$V_{C,BTN}$	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BT (€/consumidor)	12,160	3,708
21	$E_{C,BTN}$	Número de consumidores médio, em BT (milhares)	5 623 516	5 470 944
22	$V_{C,BTN}$	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BT (€/processo)		3,714
23	$P_{C,BTN}$	Número de processos de atendimento, em BT (milhares)		4 304 061
24	$PEF_{C,BTN}$	Custos com planos de reestruturação de efetivos	0	0
25	$\tilde{r}_c / 365 \times (R_{E,BTN}^{CR} + R_{CVATD,BTN}^{CR}) \times f_c$	Reposição do custo das necessidades financeiras em BT	5 031	7 090
	$\tilde{r}_c$	Diferencial entre o prazo médio de recebimentos e o prazo médio de pagamentos (em d)	7	9
	$R_{E,BTN}^{CR}$	Custos com a atividade de CVEE afetos a BT	1 083 020	1 289 761
	$R_{CVATD,BTN}^{CR}$	Proveitos permitidos da CVATD afetos a BT	1 981 640	1 737 184
	$f_c$	Taxa de reposição do custo das necessidades financeiras	8,56%	9,50%
26	$Z_{C,BT,t-1}$	Custos ocorridos no ano t-1, não previstos para o período de regulação, atualizados para o ano t	0	0
27	$\Delta R_{C,BTN,t-2}^{CR}$	Ajustamento no ano t, dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, no ano t-2 em BT	3 246	3 248
G	$R_{C,BTN}^{CR} = (19)+(20)\times(21)/1000+(22)\times(23)/1000+(24)+(25)+(26)-(27)$	Proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BT	86 635	76 404
H	A + D + G	Proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica	85 987	78 575
I	B+E	Diferencial positivo ou negativo na atividade de Comercialização devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais com consumos ou fornecimentos em NT (MAT, AT, MT) e BTE	-2 467	1 004
J	H-I	Proveitos a recuperar pela atividade de Comercialização de Energia Elétrica	88 454	77 571
		Sobrepriveito associado ao agravamento tarifário nos termos do n.º2 do artigo 6º do Decreto-Lei n.º104/2010, de 29 de Setembro	-53 729	-5 249

#### **6.4 SOBREPROVEITO PELA APLICAÇÃO DA TARIFA TRANSITÓRIA**

O sobreproveito associado ao agravamento tarifário nos termos do n.º2 do artigo 6º do Decreto-Lei n.º104/2010, de 29 de setembro, ascende a 5 249 milhares de euros.

Este é um valor a recuperar pelo CUR, sendo transferido para o operador da rede de distribuição para ser repercutido em benefício de todos os clientes através da tarifa de UGS.

7 PROVEITOS PERMITIDOS PARA 2012 NO CONTINENTE

Quadro 7-1 - Proveitos permitidos em 2012 por atividade no Continente

Unidade: 10<sup>6</sup> EUR

Tarifas 2012	Proveitos permitidos por atividade (1)	Custos transferidos entre atividades (2)	Proveitos a proporcionar em 2012, previstos em 2011 (c/ ajustamento) (3) = (1) + (2)	Sustentabilidade e coexistência de mercados (4)	Tarifas 2012 (5) = (3) - (4)
<b>REN Trading</b>	<b>133 631</b>		<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial (CVEEAC)	133 631	-133 631 (GGS)	0		0
<b>REN</b>	<b>681 874</b>		<b>815 505</b>	<b>0</b>	<b>815 505</b>
Gestão Global do Sistema (GGS)	353 384	133 631 (CVEEAC)	487 016		487 016
Transporte de Energia Elétrica (TEE)	328 490		328 490		328 490
<b>EDP Distribuição</b>	<b>2 712 721</b>	<b>-815 505</b>	<b>1 897 215</b>	<b>-346 062</b>	<b>2 243 277</b>
Distribuição de Energia Elétrica (DEE)	1 232 281		1 232 281		1 232 281
Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte (CVAT)	1 480 440	-815 505 (GGS + TEE)	664 935	-346 062	1 010 996
Tarifa social					-6 064
<b>EDP Serviço Universal (CUR)</b>	<b>4 100 479</b>	<b>-2 214 642</b>	<b>1 885 838</b>	<b>346 062</b>	<b>1 539 776</b>
Compra e Venda de Energia Elétrica	2 162 798	-355 534	1 807 263	350 307	1 456 956
Sobrecusto da PRE	355 534	-355 534 (Sobrecusto da PRE na CVAT)	0		0
Compra e Venda de Energia Elétrica (CVEE)	1 807 263		1 807 263	350 307	1 456 956
Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte e de Distribuição (CVATD)	1 859 107	-1 859 107 (DEE + CVAT)	0		0
Comercialização (C)	78 575		78 575	1 004	77 571
Sobreprojeito associado aplicação tarifa transitória				-5 249	5 249
			<b>4 598 558</b>	<b>0</b>	<b>4 592 495</b>



## 8 ATIVIDADES DESENVOLVIDAS PELA CONCESSIONÁRIA DO TRANSPORTE E DISTRIBUIÇÃO DA REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

A EDA desenvolve atividades relacionadas com a produção, a distribuição e a comercialização de energia elétrica, adquirindo ainda energia elétrica a produtores independentes.

Em 2011, na preparação de um novo período de regulação, procurou-se aprofundar e melhorar a regulação por incentivos, alargando-a a outras atividades ou definindo os drivers de custos de acordo com a realidade atual.

A justificação detalhada dos parâmetros a aplicar às atividades de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, de Distribuição de Energia Elétrica e Comercialização de Energia Elétrica foi realizada no documento “Parâmetros de regulação para o período 2012 a 2014”.

Em seguida descrevem-se e justificam-se as decisões tomadas pela ERSE respeitante às atividades reguladas da EDA, tendo em vista a elaboração das tarifas para 2012. Questões comuns a todas as atividades da EDA.

### 8.1.1 INFORMAÇÃO ENVIADA

Uma regulação baseada em custos e investimentos aceites, como é o caso das três atividades da EDA ao nível do seu CAPEX<sup>19</sup>, bem como as necessidades inerentes à definição de uma nova base de custos ao nível do OPEX<sup>20</sup> líquido das mesmas atividades, determina que, tanto os custos, como os investimentos propostos pela empresa para o novo período regulatório sejam convenientemente justificados.

A informação enviada pela EDA, respeitante aos anos de 2012 a 2014, está genericamente de acordo com o solicitado, e inclui:

- Balanços de energia elétrica.
- Investimentos e participações por atividade.
- Informação económica das atividades reguladas, nomeadamente, custos e proveitos por atividade, e os imobilizados líquidos em exploração.
- Número de clientes por nível de tensão.

---

<sup>19</sup> *Capital expenditures.*

<sup>20</sup> *Operational expenditures.*

No entanto, o reporte de informação para o período regulatório 2012-2014, sofreu algumas alterações por via da implementação do novo normativo contabilístico. A EDA apresentou à ERSE uma proposta de normas para reporte de informação, tendo sido aceite.

Todavia, constatou-se que a mesma não foi suficientemente detalhada, nomeadamente no que concerne aos movimentos de investimentos, pelo que deverá ser alterada em reportes futuros. Esta situação foi tanto mais evidente num momento de transição entre sistemas contabilísticos diferentes. Assim, deveria ter sido apresentado pela EDA a informação detalhada relativa à conciliação dos valores resultantes da transição de POC para SNC.

### 8.1.2 TAXA DE REMUNERAÇÃO DAS ATIVIDADES DA EDA

De acordo com a decisão da ERSE fundamentada no documento “Parâmetros de regulação para o período 2012 a 2014”, as taxas de remuneração a aplicar à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão Global do Sistema, à atividade de Distribuição de Energia Elétrica e à atividade de Comercialização de Energia Elétrica da EDA foram alteradas para 9%, 9,5% e 9,5%, respetivamente.

## 8.2 ATIVIDADE DE AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA E GESTÃO DO SISTEMA

As alterações introduzidas no Regulamento Tarifário para o novo período regulatório implicaram uma alteração da metodologia de definição dos proveitos permitidos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema.

Neste contexto, destacam-se as alterações verificadas ao nível do OPEX líquido, passando de uma metodologia de regulação de custos aceites em base anual, para um mecanismo de *revenue cap*, sujeito à aplicação de metas de eficiência.

No que respeita ao CAPEX, a metodologia de regulação manteve-se inalterada, continuando, por conseguinte, a aplicar-se um modelo regulatório de aceitação de custos e investimentos em base anual.

A definição dos parâmetros subjacentes a esta metodologia de regulação, nomeadamente a definição da base de custos do OPEX, bem como as metas de eficiência a aplicar a essa base, encontram-se explicadas no documento “Parâmetros de regulação para o período 2012 a 2014” que acompanha as tarifas para 2012.

## 8.2.1 CUSTOS DE ENERGIA

### CUSTOS DOS COMBUSTÍVEIS

No Quadro 8-1 apresentam-se os custos unitários variáveis da energia elétrica emitida pelas centrais térmicas da EDA. O custo unitário variável da energia elétrica emitida pelas centrais da EDA considerado nas tarifas para 2012 é superior em cerca de 20% face ao previsto nas tarifas de 2011, sendo inferior ao estimado para 2011 em cerca de 16%.

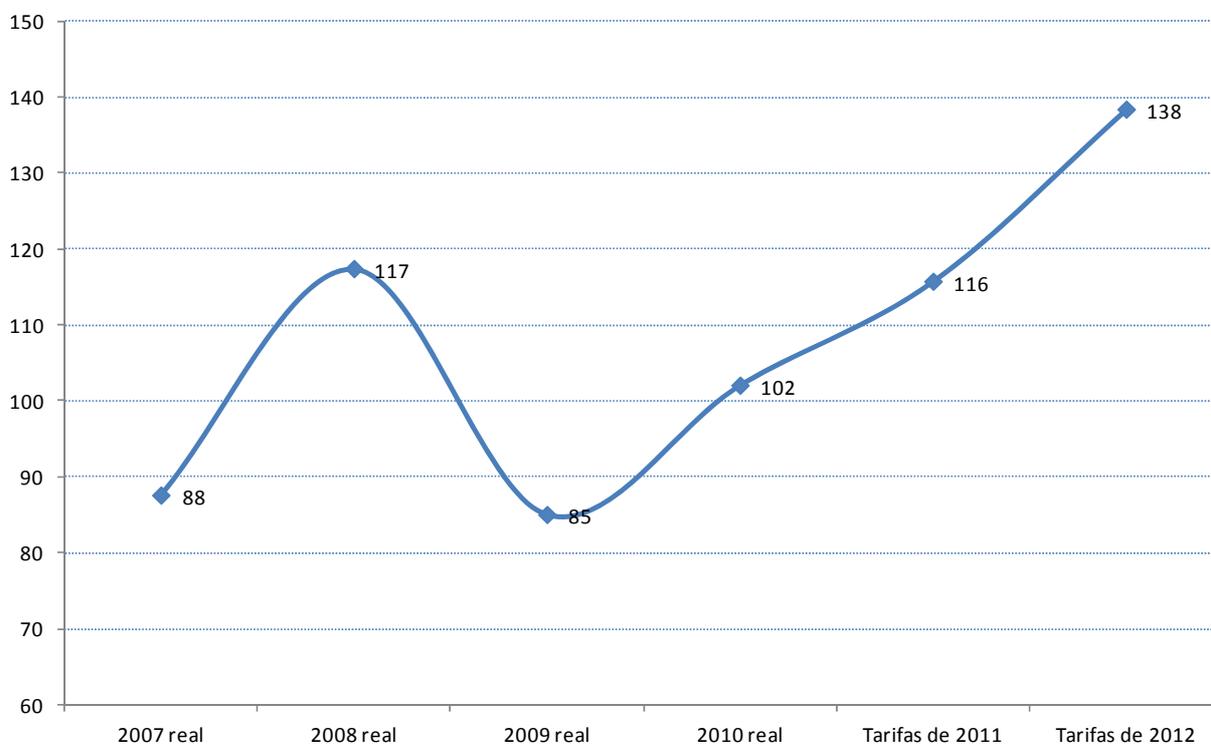
**Quadro 8-1 - Custos unitários variáveis da energia elétrica emitida pelas centrais térmicas da EDA**

Unidade (*)	2010 real	Tarifas de 2011	2011 em 2011 (EDA)	Evolução anual %	Tarifas de 2012	Evolução anual %	Evolução anual %	
	(1)	(2)	(3)	$[(3)-(1)]/(1)$	(4)	$[(4)-(2)]/(2)$	$[(4)-(3)]/(3)$	
Custo unitário variável das centrais térmicas da EDA	EUR/MWh	102,0	115,7	165,5	62%	138,3	20%	-16%

Nota: (\*) A energia emitida pelas centrais térmicas é estimada com base na repartição dos consumos próprios totais pelas centrais.

Fonte: EDA; ERSE

**Figura 8-1 - Custo unitário variável das centrais térmicas da EDA (EUR/MWh)**



Os preços com os combustíveis têm sofrido uma grande volatilidade, aumentando significativamente a dificuldade em estabelecer previsões e estimativas.

Em 2010 foi realizado o estudo “Custos de Referência e Metas de Eficiência para a aquisição de fuelóleo nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira” com o objetivo de se proceder à definição de metas de eficiência da EDA e da EEM na atividade de aquisição do fuelóleo, no contexto particular em que estas empresas desenvolvem esta atividade.

Com base nas conclusões deste estudo foram determinados os custos eficientes de descarga, armazenamento, transporte e comercialização do fuelóleo previstos consumir no âmbito da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e considerados nas Tarifas de 2012.

O Quadro 8-2 apresenta os custos unitários dos combustíveis para produção de energia elétrica na RAA.

**Quadro 8-2 - Custo unitário dos combustíveis**

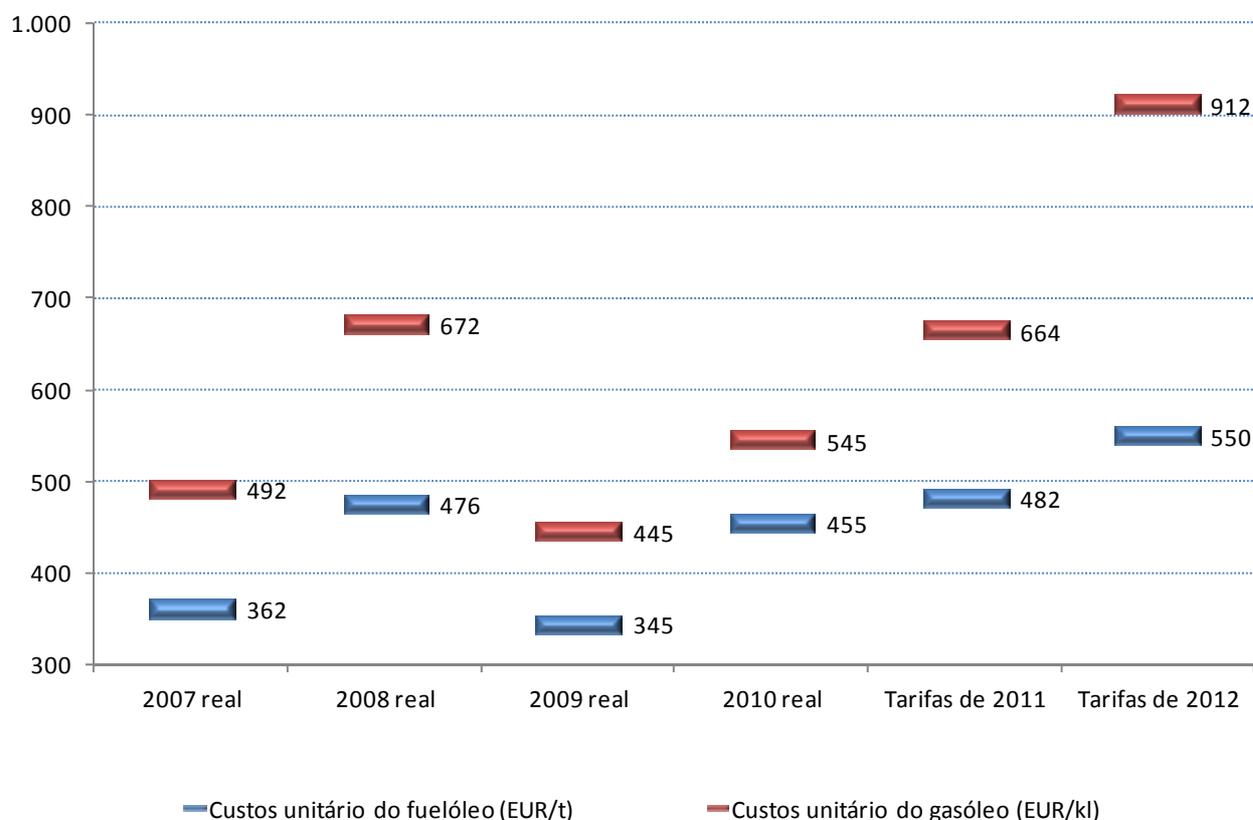
	Unidade	2010 real	Tarifas de 2011	2011 em 2011 (EDA)	Evolução anual %	Tarifas de 2012	Evolução anual %	Evolução anual %
		(1)	(2)	(3)	$[(3)-(1)]/(1)$	(4)	$[(4)-(2)]/(2)$	$[(4)-(3)]/(3)$
Custos unitário do fuelóleo	EUR/t	455	482	719	58%	550	14%	-24%
Custos unitário do gasóleo	EUR/kl	545	664	782	44%	912	37%	17%

Fonte: EDA, ERSE

Observa-se que no ano de 2010, os custos unitários com combustíveis atingiram valores de 455 EUR/t e 545 EUR/kl, respetivamente para o fuelóleo e para o gasóleo. As últimas estimativas da EDA para o ano de 2011, bem como as previsões da empresa para 2012 revelam valores substancialmente superiores, sobretudo para o gasóleo. No entanto, e dada a aplicação do estudo da Kema para a determinação dos custos com a aquisição de fuelóleo, em termos percentuais o custos do fuelóleo entre as previsões para 2011 e os custos aceites para efeitos de tarifas em 2012, diminui 24%.

A Figura 8-2 permite visualizar para o período 2007 a 2012, as variações referidas anteriormente ao nível dos custos unitários com combustíveis consumidos pela EDA para produção de energia elétrica.

**Figura 8-2 - Custos unitários dos combustíveis para produção de energia elétrica ocorrido e previstos**



### CUSTO DA ENERGIA ELÉTRICA ADQUIRIDA

Prevê-se que o custo unitário da energia elétrica adquirida aos produtores do sistema elétrico independente (SIA) cresça em 2012, face ao estimado para 2011, em 3%, como mostra o Quadro 8-3. Estes são custos totais, incorporando, para além dos custos variáveis, os custos referentes à amortização e à remuneração do investimento.

**Quadro 8-3 - Custo unitário da energia elétrica adquirida aos produtores do sistema independente**

Unidade	2010 real	Tarifas de 2011	2011 em 2011 (EDA)	Evolução anual %	Tarifas de 2012	Evolução anual %	Evolução anual %	
	(1)	(2)	(3)	$[(3)-(1)]/(1)$	(4)	$[(4)-(2)]/(2)$	$[(4)-(3)]/(3)$	
Custo unitário SIA	EUR/MWh	87,3	89,0	88,4	2%	90,8	2%	3%

Fonte: EDA; ERSE

Grande parte da energia elétrica adquirida ao SIA tem origem em fontes de energia renováveis, sendo a sua evolução independente dos preços dos combustíveis, ao contrário dos custos com a energia elétrica adquirida às centrais térmicas da EDA.

Num cenário de custos com preços de combustíveis elevados a energia elétrica adquirida ao SIA torna-se competitiva. Em 2010, o custo variável unitário das centrais da EDA aceite no ajustamento situou-se nos 102,0 EUR/MWh, enquanto o custo unitário da energia elétrica adquirida ao SIA atingiu os 87,3 EUR/MWh. Para as tarifas de 2012, a situação mantém-se sendo o custo das centrais térmicas de 138,3 EUR/MWh e o custo da energia adquirida ao SIA de 90,8 EUR/MWh.

Apresenta-se no Quadro 8-4 o custo da energia elétrica adquirida desagregado por tipo de tecnologia, ocorrido em 2010, e compara-se com os valores estimados pela EDA para 2011 e previstos para 2012.

**Quadro 8-4 - Custos da energia elétrica adquirida**

	2010 Real			2011 em 2011 (EDA)			Tarifas 2012		
	Energia	Custo unitário	Custo Total	Energia	Custo unitário	Custo Total	Energia	Custo unitário	Custo Total
	(MWh)	(€/MWh)	(EUR)	(MWh)	(€/MWh)	(EUR)	(MWh)	(€/MWh)	(EUR)
Hídrica	31 330	87,30	2 735 114	26 798	88,40	2 368 943	31 049	90,80	2 819 249
Geotermia	173 552	87,30	15 151 068	178 704	88,40	15 797 434	178 704	90,80	16 226 323
Eólica	33 745	87,30	2 945 890	31 172	88,40	2 755 649	75 675	90,80	6 871 290
Térmica	30	83,78	2 533	31	88,40	2 725	31	90,80	2 806
Biogás	255	83,78	21 382	273	88,40	24 104	273	90,80	24 812
Éolica	4	243	938						
Fotovoltaica	17	607	10 473						
Outros	26	252	6 444						
<b>Total Energia Adquirida</b>	<b>238 912</b>	<b>87,30</b>	<b>20 855 987</b>	<b>236 978</b>	<b>88,40</b>	<b>20 948 855</b>	<b>285 732</b>	<b>90,80</b>	<b>25 944 480</b>

Fonte: EDA

## 8.2.2 CUSTOS DE EXPLORAÇÃO

A metodologia de regulação dos custos de exploração na atividade de aquisição de energia elétrica e gestão do sistema foi revista para o novo período de regulação (2012-2014). A partir de 2012, estes custos passam a ser determinados com base num mecanismo de *revenue cap*, sujeito à aplicação de metas de eficiência.

O Quadro 8-5 apresenta a desagregação dos custos de exploração para 2012.

**Quadro 8-5 - Desagregação dos custos de exploração aceites pela ERSE**

	<b>2012</b>
Custos de exploração sujeitos a eficiência	15 557
Custos com a operação e manutenção de equipamentos	3 270
Gasóleo	16 995
Lubrificantes	1 741
Amónia	11
	<b>37 573</b>

Nestes custos estão incluídos custos como os da operação e manutenção de equipamentos, gasóleo, lubrificantes e amónia que são aceites pela ERSE na sua totalidade. Apenas os custos de exploração da empresa estão sujeitos a uma meta eficiência.

A definição da base de custos do OPEX, bem como as metas de eficiência a aplicar a essa base, encontram-se explicadas no documento “Parâmetros de regulação para o período 2012 a 2014” que acompanha as tarifas para 2012.

### 8.2.3 INVESTIMENTO

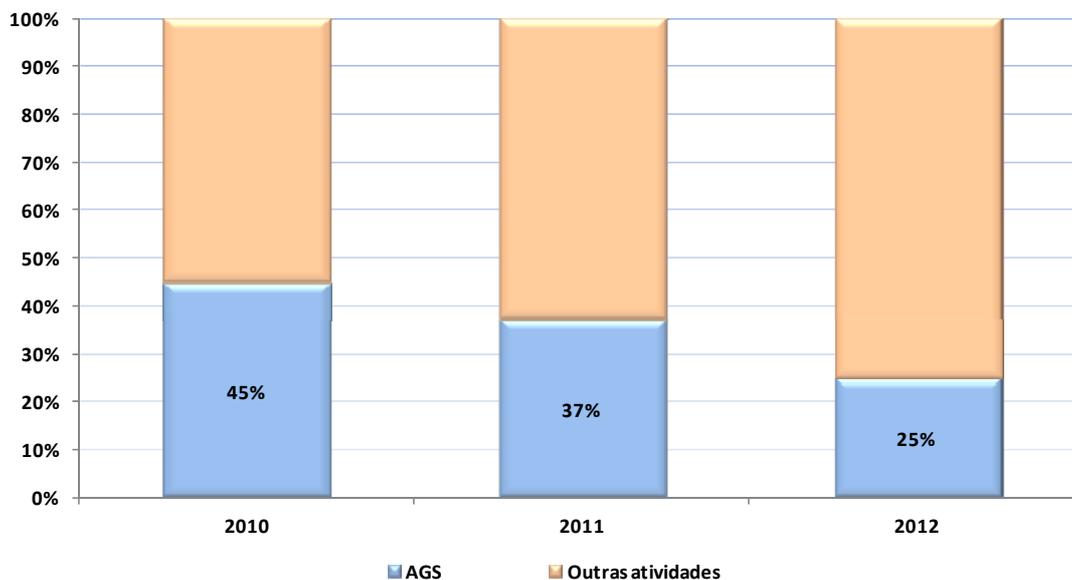
O investimento previsto para 2012 ascende a 8,2 milhões de euros, correspondendo a um decréscimo relativamente à estimativa para 2011, de cerca de 52,4%.

Para 2012 os investimentos mais significativos são:

- Ampliação da central térmica do Belo Jardim, na Terceira, com a instalação do grupo XI, num investimento para o ano de 4,0 milhões de euros;
- Instalação de sistemas de desnitrificação nos grupos V a X da central térmica do Belo Jardim, na Terceira, num investimento anual de 0,8 milhões de euros; e
- Ampliação da central térmica da Graciosa, na Graciosa, com a instalação do grupo VII, num investimento anual de 1,0 milhões de euros.

A Figura 8-3 apresenta a evolução do peso do investimento da atividade de Aquisição de Energia e Gestão do Sistema no período 2010 (valor real) a 2012 (previsão)

**Figura 8-3 - Peso dos investimentos da atividade de Aquisição de Energia e Gestão do Sistema**



**PROVEITOS PERMITIDOS NA ATIVIDADE DE AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA E GESTÃO DO SISTEMA NA RAA**

O valor dos proveitos permitidos à concessionária do transporte e distribuição da RAA na atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema é dado pela expressão constante no n.º 1 do Artigo 93º do Regulamento Tarifário, cujos valores se apresentam no Quadro 8-6.

PROVEITOS PERMITIDOS DAS EMPRESAS REGULADAS DO SECTOR ELÉTRICO EM 2012

Atividades desenvolvidas pela entidade concessionária  
do transporte e distribuição da RAA

**Quadro 8-6 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da EDA**

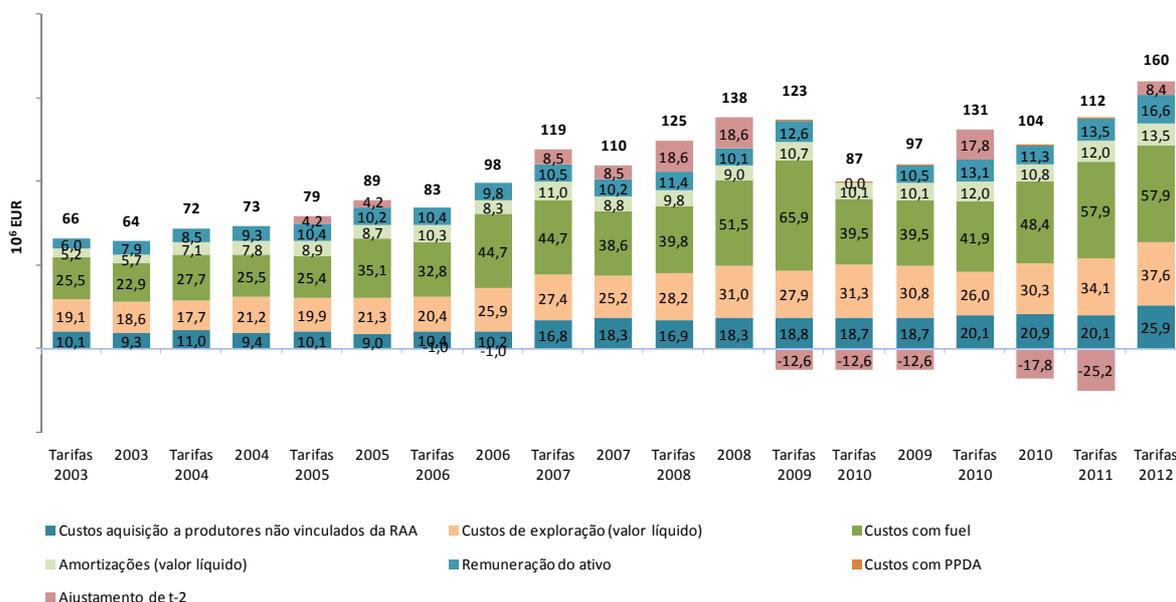
Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

	Tarifas 2011	Tarifas 2012	Variação (%)	
	(1)	(2)	[(2) - (1)]/(1)	
1	Custos permitidos com a aquisição de energia elétrica aos produtores não vinculados da RAA	20 147	25 944	28,8%
2	Amortizações do ativo fixo, líquidas das amortizações dos ativos participados	12 714	13 488	6,1%
3	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	173 565	184 831	6,5%
4	taxa de remuneração permitida para o valor do ativo fixo (%)	7,56	9,00	19,0%
5	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE	39 977	15 557	-61,1%
6	Custos com a operação e manutenção de equipamentos produtivos afetos à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema aceites pela ERSE		3 270	
7	Custos com o fuel aceites pela ERSE	57 859	57 865	0,0%
	Outros combustíveis e lubrificantes, com excepção dos custos com o fuelóleo, aceites pela ERSE		18 746	
8	Outros proveitos no âmbito da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	5 859		-100,0%
9	Custos com a promoção do desempenho ambiental	68		-100,0%
10	Ajustamento no ano t dos proveitos de AGS relativos ao ano t-2	25 215	-8 809	-134,9%
11	Ajustamento dos Proveitos obtidos pela EDA em 2009 por aplicação das tarifas de venda a clientes finais da RAA		449	
<b>A</b>	<b>Proveitos Permitidos no âmbito da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema</b>	<b>112 814</b>	<b>160 764</b>	<b>42,5%</b>
	Emissão para a rede (MWh)	834 247	839 496	0,6%
	<b>Proveitos permitidos por unidade emitida para a rede (exclui o ajustamento de t-2) (€/MWh)</b>	<b>165,45</b>	<b>181,01</b>	<b>9,4%</b>

Da análise do quadro verifica-se um acréscimo dos proveitos permitidos na ordem dos 42,5%. Não considerando os ajustamentos de t-2, a variação traduz-se num aumento de proveitos em 9,4%.

A Figura 8-4 permite observar a decomposição do nível dos proveitos permitidos na atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema na EDA.

**Figura 8-4 - Decomposição do nível dos proveitos permitidos na atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da EDA**



### 8.3 ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

As alterações introduzidas no Regulamento Tarifário para o novo período regulatório implicaram uma alteração da metodologia de definição dos proveitos permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, nomeadamente:

- Ao nível do CAPEX, que passa de um mecanismo de *price cap*, para um modelo regulatório de aceitação de custos e investimentos em base anual; e
- No que respeita ao OPEX líquido de proveitos, pese embora continue a ser regulado por um mecanismo de *price cap*, foi introduzida uma componente de custos fixos, bem como definidos novos *drivers* de custos para a componente variável (energia fornecida e número médio de clientes) e, ainda, definidas novas metas de eficiência a aplicar.

A definição dos parâmetros subjacentes a esta metodologia de regulação, nomeadamente a componente fixa, bem como as componentes variáveis unitárias dos proveitos e as metas de eficiência a aplicar a essas componentes, encontram-se explicadas no documento “Parâmetros de regulação para o período 2012 a 2014” que acompanha as tarifas para 2012.

PROVEITOS PERMITIDOS DAS EMPRESAS REGULADAS DO SECTOR ELÉTRICO EM 2012

Atividades desenvolvidas pela entidade concessionária  
do transporte e distribuição da RAA

**PROVEITOS PERMITIDOS NA ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

No Quadro 8-7 são apresentados os valores considerados para o cálculo dos proveitos permitidos à concessionária do transporte e distribuição da RAA na atividade de Distribuição de Energia Elétrica, de acordo com a expressão constante no n.º 1 do Artigo 95º do Regulamento Tarifário.

**Quadro 8-7 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica da EDA**

unidade: 10³€	
<b>2012</b>	
<b>EDA</b>	
Amortizações do ativo fixo líquidas das amortizações dos ativos participados	8 774
Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	195 177
Taxa de remuneração permitida para o valor do ativo fixo (%)	9,5
Custos anuais de exploração aceites pela ERSE líquidos de outros proveitos	15 972
Ajustamento no ano t dos proveitos de DEE relativos ao ano t-2	-625
Ajustamento dos Proveitos obtidos pela EDA em 2009 por aplicação das tarifas de venda a clientes finais da RAA	156
<b>Proveitos Permitidos no âmbito da atividade de Distribuição de Energia Elétrica</b>	<b>44 069</b>
Energia Distribuída (MWh)	785 339
<b>Proveitos permitidos por unidade distribuída (exclui o ajustamento de t-2) (€/MWh)</b>	<b>56,31</b>
Amortizações do ativo fixo líquidas das amortizações dos ativos participados	4 001
Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	109 570
Taxa de remuneração permitida para o valor do ativo fixo (%)	9,5
Custos anuais de exploração aceites pela ERSE	5 324
Ajustamento no ano t dos proveitos de DEE em MT relativos ao ano t-2	-8 280
Ajustamento dos Proveitos obtidos pela EDA em 2009 por aplicação das tarifas de venda a clientes finais da RAA	66
<b>Proveitos Permitidos em AT/MT</b>	<b>28 080</b>
Amortizações do ativo fixo líquidas das amortizações dos ativos participados	4 773
Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	85 607
Taxa de remuneração permitida para o valor do ativo fixo (%)	9,5
Custos anuais de exploração aceites pela ERSE	10 648
Ajustamento no ano t dos proveitos de DEE em BT relativos ao ano t-2	7 655
Ajustamento dos Proveitos obtidos pela EDA em 2009 por aplicação das tarifas de venda a clientes finais da RAA	90
<b>Proveitos Permitidos em BT</b>	<b>15 989</b>
<b>Proveitos Permitidos no âmbito da atividade de Distribuição de Energia Elétrica</b>	<b>44 069</b>

O Quadro 8-8 apresenta a determinação dos custos anuais de exploração aceites pela ERSE, conforme metodologia apresentada em detalhe no documento “Parâmetros de regulação para o período 2012 a 2014”.

**Quadro 8-8 - Desagregação dos custos anuais de exploração aceites pela ERSE**

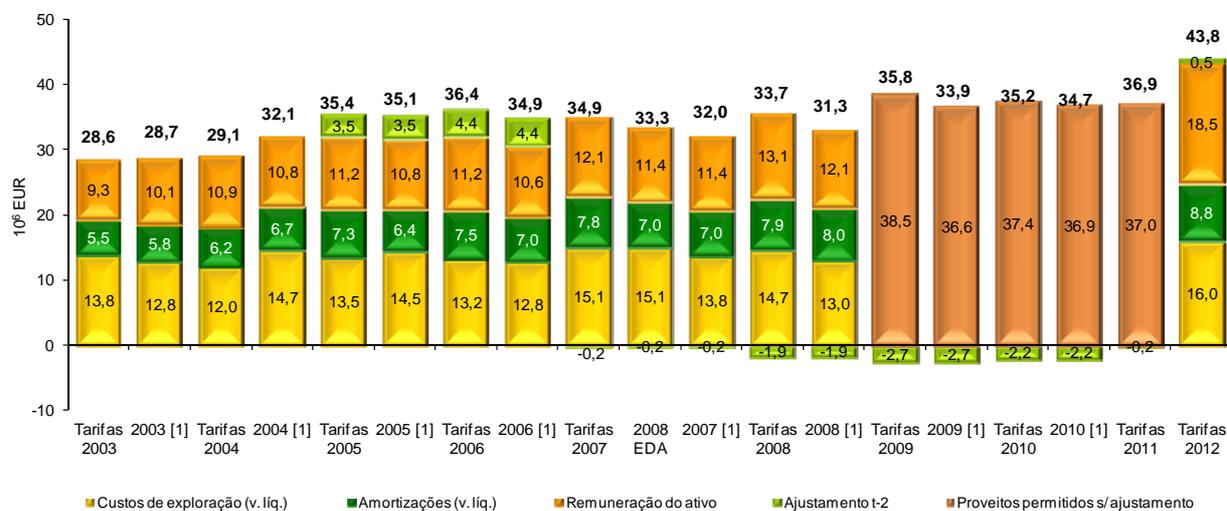
Unidade: 10 <sup>3</sup> EUR	2012
Custos anuais de exploração aceites pela ERSE líquidos de outros proveitos	15 972
Componente fixa dos Proveitos da Atividade de Comercialização de Energia Elétrica em AT/MT e BT	7 986
Componente variável unitária dos Proveitos da Atividade de Distribuição, em AT/MT (milhares de EUR/energia fornecida)	0,0045
Indutor de custos - energia fornecida AT/MT (MWh)	290 164
Componente variável unitária dos Proveitos da Atividade de Comercialização, em AT/MT (milhares EUR/cliente)	1,9387
Indutor de custos AT/MT (nº médio de clientes)	696
Componente variável unitária dos Proveitos da Atividade de Distribuição, em BT (milhares de EUR/energia fornecida)	0,0053
Indutor de custos - energia fornecida BT (MWh)	495 175
Componente variável unitária dos Proveitos da Atividade de Comercialização, em BT (milhares EUR/cliente)	0,0218
Indutor de custos BT (nº médio de clientes)	123 260

A Figura 8-5 evidencia a decomposição do nível dos proveitos permitidos na atividade de Distribuição de Energia Elétrica da EDA entre 2003 e 2012. Para o período 2009 a 2012 o valor é apresentado em duas parcelas:

- Ajustamentos de t-2.
- Proveitos permitidos resultantes da aplicação das componentes variáveis dos proveitos às quantidades previstas.

Os proveitos permitidos pela ERSE, para as tarifas de 2012, apresentam um acréscimo de 5,2% relativamente às tarifas de 2011. Excluindo os ajustamentos, verifica-se um decréscimo de proveitos permitidos na ordem dos 18,5%.

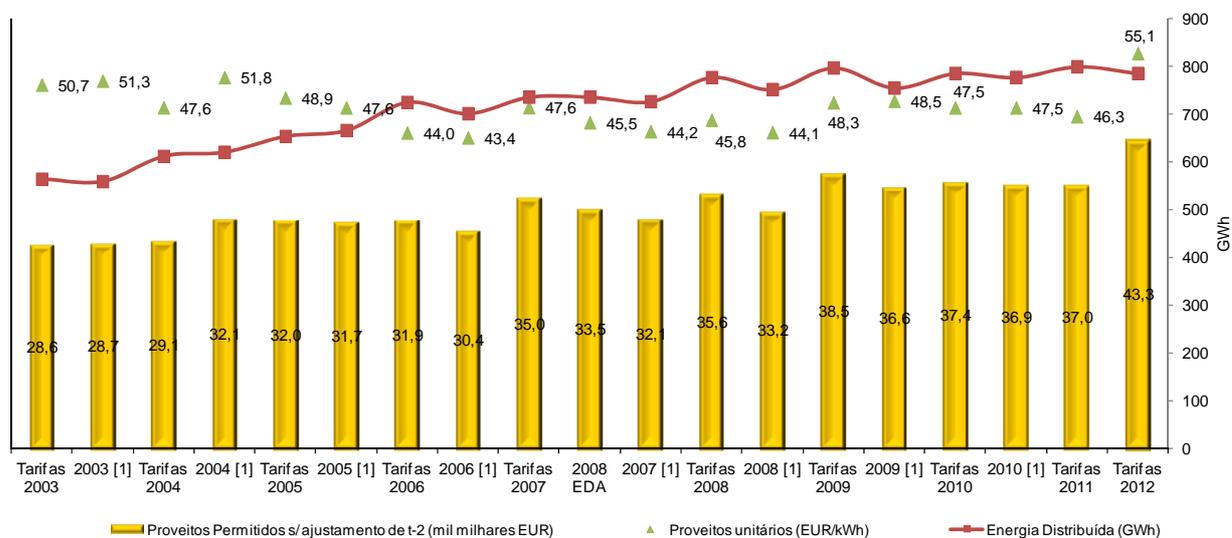
**Figura 8-5 - Decomposição do nível dos proveitos permitidos na atividade de Distribuição de Energia Elétrica da EDA**



Nota: <sup>[1]</sup> Os valores de 2003 a 2010 dizem respeito aos custos reais aceites pela ERSE.

A Figura 8-6 apresenta os proveitos permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica excluindo o efeito dos ajustamentos de t-2, a evolução da energia vendida e os proveitos unitários em EUR/MWh.

**Figura 8-6 - Proveitos permitidos na atividade de Distribuição de Energia Elétrica da EDA, evolução da energia vendida e proveitos unitários**



Nota: <sup>[1]</sup> Os valores de 2003 a 2010 dizem respeito aos custos reais aceites pela ERSE.

---

## 8.4 ATIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

As alterações introduzidas no Regulamento Tarifário para o novo período regulatório implicaram uma alteração da metodologia de definição dos proveitos permitidos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, nomeadamente:

- Ao nível do CAPEX, que passa de um mecanismo de *price cap*, para um modelo regulatório de aceitação de custos e investimentos em base anual; e
- No que respeita ao OPEX líquido de proveitos, pese embora continue a ser regulado por um mecanismo de *price cap*, foi introduzida uma componente de custos fixos, para além da componente variável de custos cujo driver é o número médio de clientes (à semelhança do período regulatório precedente) e, ainda, definidas novas metas de eficiência a aplicar a ambas as componentes de custos.

A definição dos parâmetros subjacentes a esta nova metodologia de regulação, nomeadamente a componente fixa, bem como a componente variável unitária dos proveitos e os parâmetros associados a essas componentes, encontram-se explicadas no documento “Parâmetros de regulação para o período 2012 a 2014” que acompanha as tarifas para 2012.

### PROVEITOS PERMITIDOS NA ATIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NA RAA

O valor dos proveitos permitidos à concessionária do transporte e distribuição na RAA na atividade de Comercialização de Energia Elétrica é dado pela expressão contida no n.º 1 do Artigo 96º do Regulamento Tarifário. No Quadro 8-9 são apresentados os valores considerados para o cálculo.

**Quadro 8-9 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica da EDA**

unidade: 10<sup>3</sup>€

**Tarifas 2012**

Amortizações do ativo fixo líquidas das amortizações dos ativos participados	616
Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	4 236
Taxa de remuneração permitida para o valor do ativo fixo (%)	9,5
Custos anuais de exploração aceites pela ERSE	6 054
Ajustamento no ano t dos proveitos de CEE relativos ao ano t-2	-225
Ajustamento dos Proveitos obtidos pela EDA em 2009 por aplicação das tarifas de venda a clientes finais da RAA	16
<b>Proveitos Permitidos no âmbito da atividade de Comercialização de Energia Elétrica</b>	<b>7 313</b>
Energia Fornecida (MWh)	785 339
<b>Proveitos permitidos por unidade fornecida (exclui o ajustamento de t-2) (€/MWh)</b>	<b>9,33</b>
Amortizações do ativo fixo líquidas das amortizações dos ativos participados	90
Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	739
Taxa de remuneração permitida para o valor do ativo fixo (%)	9,5
Custos anuais de exploração aceites pela ERSE	311
Ajustamento no ano t dos proveitos de CEE relativos ao ano t-2	-135
Ajustamento dos Proveitos obtidos pela EDA em 2009 por aplicação das tarifas de venda a clientes finais da RAA	1
<b>Proveitos Permitidos em MT</b>	<b>607</b>
Amortizações do ativo fixo líquidas das amortizações dos ativos participados	526
Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	3 496
Taxa de remuneração permitida para o valor do ativo fixo (%)	9,5
Custos anuais de exploração aceites pela ERSE	5 743
Ajustamento no ano t dos proveitos de CEE relativos ao ano t-2	-90
Ajustamento dos Proveitos obtidos pela EDA em 2009 por aplicação das tarifas de venda a clientes finais da RAA	15
<b>Proveitos Permitidos em BT</b>	<b>6 706</b>
<b>Proveitos Permitidos no âmbito da atividade de Comercialização de Energia Elétrica</b>	<b>7 313</b>

Os proveitos permitidos pela ERSE, para as tarifas de 2012, verificam um acréscimo na ordem dos 58,7% relativamente ao valor de tarifas de 2011. Excluindo os ajustamentos, o acréscimo de proveitos permitidos é de 53,1%.

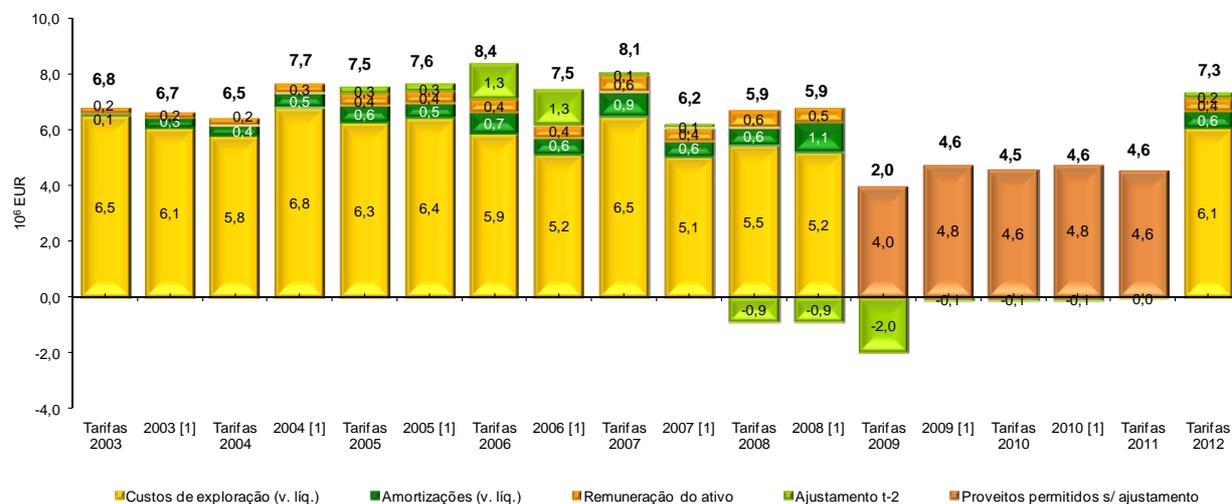
O Quadro 8-10 apresenta a determinação dos custos anuais de exploração aceites pela ERSE, conforme metodologia apresentada em detalhe no documento “Parâmetros de regulação para o período 2012 a 2014”.

**Quadro 8-10 - Desagregação dos custos anuais de exploração aceites pela ERSE**

Unidade: 10 <sup>9</sup> EUR	2012
Custos anuais de exploração aceites pela ERSE	6 054
Componente fixa dos Proveitos da Atividade de Comercialização de Energia Elétrica em MT e BT	3 027
Componente variável unitária dos Proveitos da Atividade de Comercialização, em MT (milhares de EUR/cliente)	0,2231
Indutor de custos MT (nº médio de clientes)	696
Componente variável unitária dos Proveitos da Atividade de Comercialização, em BT (milhares de EUR/cliente)	0,0233
Indutor de custos BT (nº médio de clientes)	123 260

A Figura 8-7 demonstra a decomposição do nível dos proveitos permitidos na atividade de Comercialização de Energia Elétrica da EDA entre 2003 e 2012. Para 2009 a 2011, os valores são apresentados em duas parcelas: ajustamentos de t-2 e proveitos permitidos resultantes da aplicação das componentes variáveis unitárias dos proveitos de MT e de BT ao número médio de clientes previsto pela EDA.

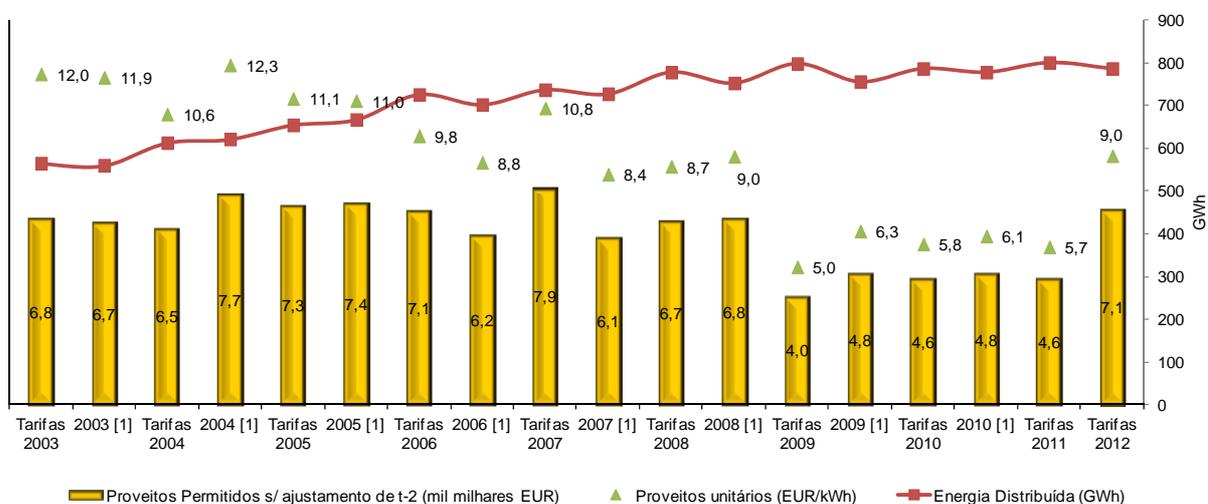
**Figura 8-7 - Decomposição do nível dos proveitos permitidos na atividade de Comercialização de Energia Elétrica da EDA**



Nota: <sup>[1]</sup> Os valores de 2003 a 2010 dizem respeito aos custos reais aceites pela ERSE.

A Figura 8-8 apresenta os proveitos permitidos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica excluindo o efeito dos ajustamentos de t-2, a evolução da energia vendida e os proveitos unitários em EUR/MWh.

**Figura 8-8 - Proveitos permitidos na atividade de Comercialização de Energia Elétrica da EDA, evolução da energia vendida e proveitos unitários**



Nota: [1] Os valores de 2003 a 2010 dizem respeito aos custos reais aceites pela ERSE.

## 8.5 PROVEITOS PERMITIDOS À EDA PARA 2012

No Quadro 8-11 encontram-se sintetizados os proveitos permitidos para 2012 para cada uma das atividades reguladas da concessionária do transporte e distribuição na RAA.

**Quadro 8-11 - Proveitos permitidos à EDA para 2012**

Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

	Tarifas 2011	Tarifas 2012	T2012 /T2011
Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	112 814	160 764	42,5%
Atividade de Distribuição de Energia Elétrica	36 501	44 069	20,7%
Atividade de Comercialização de Energia Elétrica	4 609	7 313	58,7%
<b>Proveitos permitidos da EDA</b>	<b>153 924</b>	<b>212 145</b>	<b>37,8%</b>

Verifica-se um acréscimo dos proveitos permitidos na ordem dos 37,9% (58,3 milhões de euros).

## PROVEITOS PERMITIDOS DAS EMPRESAS REGULADAS DO SECTOR ELÉTRICO EM 2012

Atividades desenvolvidas pela entidade concessionária  
do transporte e distribuição da RAA

Não considerando os ajustamentos de 2010, observa-se um acréscimo dos proveitos em 13,0% com especial incidência na atividade de Comercialização de Energia Elétrica que regista um acréscimo de 2,5 milhões de euros.

### Quadro 8-12 - Proveitos permitidos à EDA, para 2012, excluindo ajustamentos

Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

	Tarifas 2011	Tarifas 2012	T2012 /T2011
Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	138 028	151 954	10,1%
Atividade de Distribuição de Energia Elétrica	36 669	43 444	18,5%
Atividade de Comercialização de Energia Elétrica	4 629	7 087	53,1%
<b>Proveitos permitidos da EDA</b>	<b>179 326</b>	<b>202 486</b>	<b>12,9%</b>

## 8.6 CUSTOS COM A CONVERGÊNCIA TARIFÁRIA NA REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

No Quadro 8-13 apresenta-se o sobrecusto por atividade da concessionária do transporte e distribuição na RAA.

PROVEITOS PERMITIDOS DAS EMPRESAS REGULADAS DO SECTOR ELÉTRICO EM 2012

Atividades desenvolvidas pela entidade concessionária  
do transporte e distribuição da RAA

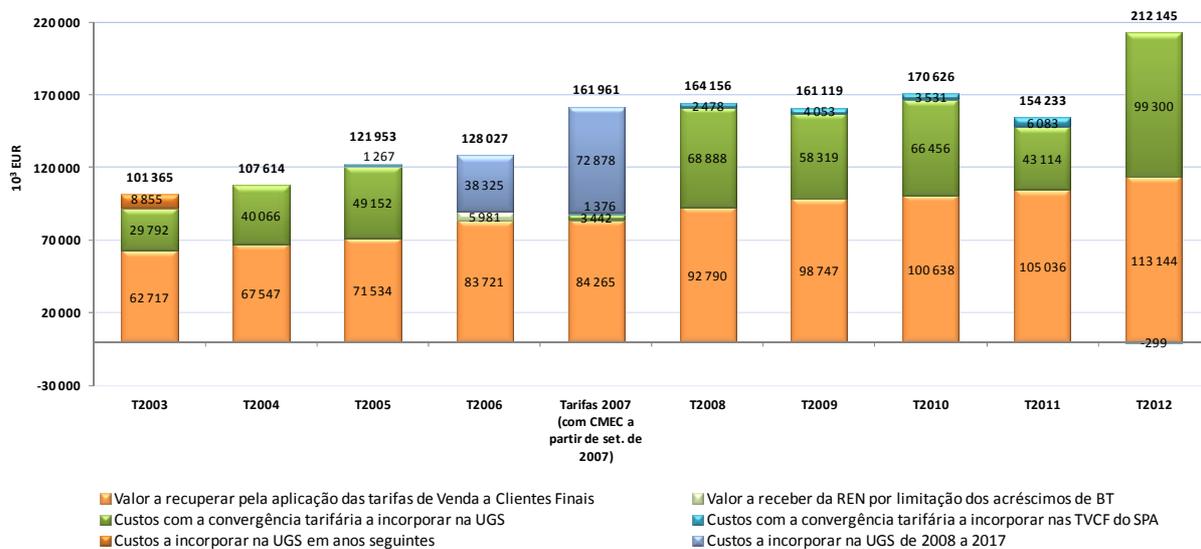
**Quadro 8-13 - Custo com a convergência tarifária da RAA**

Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

		Tarifas 2011	Tarifas 2012
$\tilde{S}A_t^{AGS}$	<b>Sobrecusto da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema na RAA</b>	<b>29 975</b>	<b>74 849</b>
$\tilde{R}_t^{AGS}$	Proveitos permitidos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	112 814	160 764
$\tilde{R}_{AGS,t}^A$	Proveitos previstos obter por aplicação das tarifas Uso Global do Sistema e Uso da Rede de Transporte às entregas da concessionária do transporte e distribuição da RAA e da tarifa de Energia aos fornecimentos a clientes finais da concessionária do transporte e distribuição da RAA	78 610	86 140
$\tilde{S}RAA_t^{AGS}$	Custos com a convergência tarifária da RAA não incorporados na tarifa de Uso Global do sistema e a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA, imputáveis à atividade de AGS da RAA	4 229	-226
$\tilde{S}A_{j,t}^D$	<b>Sobrecusto da atividade de Distribuição de Energia Elétrica na RAA</b>	<b>10 966</b>	<b>19 061</b>
$\tilde{R}_{j,t}^D$	Proveitos permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica	36 858	44 069
$\tilde{R}_{D,j,t}^A$	Proveitos previstos obter por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição às entregas a clientes da concessionária do transporte e distribuição da RAA	24 344	25 065
$\tilde{S}RAA_{j,t}^D$	Custos com a convergência tarifária da RAA não incorporados na tarifa de Uso Global do sistema e a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA, imputáveis à atividade de DEE da RAA	1 547	-57
$\tilde{S}A_{j,t}^C$	<b>Sobrecusto da atividade de Comercialização de Energia Elétrica na RAA</b>	<b>2 220</b>	<b>5 390</b>
$\tilde{R}_{j,t}^C$	Proveitos permitidos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica	4 609	7 313
$\tilde{R}_{C,j,t}^A$	Proveitos previstos obter por aplicação das tarifas de Comercialização de Redes às entregas a clientes da concessionária do transporte e distribuição da RAA e das tarifas de Comercialização aos fornecimentos a clientes finais da concessionária do transporte e distribuição da RAA	2 082	1 939
$\tilde{S}RAA_{j,t}^C$	Custos com a convergência tarifária da RAA não incorporados na tarifa de Uso Global do sistema e a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA, imputáveis à atividade de CEE da RAA	307	-16
$\tilde{R}AA_{Pol,t}$	<b>Custo da Convergência Tarifária a incorporar na UGS</b>	<b>43 114</b>	<b>99 300</b>
	Valor não aceite por atuação do mecanismo estabelecido no artigo 109.º do R.T.	0	0
	Custos com a convergência tarifária a incorporar nas TVCF do SPA	6 083	-299

A Figura 8-9 apresenta a decomposição dos proveitos permitidos da EDA de 2003 a 2011.

Figura 8-9 - Decomposição do nível de proveitos permitidos da EDA de 2003 a 2011



Como referido anteriormente, o direito ao recebimento dos créditos resultantes dos valores em dívida associados aos custos com a convergência tarifária da EDA referentes aos anos de 2006 e 2007, respetivamente no montante de 39 687 milhares de euros e de 72 878 milhares de euros, num total de 112 565 milhares de euros, foi cedido pela EDA ao Banco Comercial Português, SA e à Caixa Geral de Depósitos, SA. Nesse sentido, o valor da renda no montante de 12 820 milhares de euros, a recuperar pela tarifa de Uso Global do Sistema em 2012 deverá ser entregue pela REN, em duodécimos, em partes iguais, a cada um dos bancos cessionários referidos anteriormente.

## 9 ATIVIDADES DESENVOLVIDAS PELA CONCESSIONÁRIA DO TRANSPORTE E DISTRIBUIDOR VINCULADO DA REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

A EEM desenvolve atividades relacionadas com a produção, a distribuição e a comercialização de energia elétrica, adquirindo, ainda, energia elétrica a outros produtores.

Este ponto inicia-se com uma análise de questões que são comuns a todas as atividades reguladas da empresa, seguindo-se uma análise de questões específicas de cada atividade.

A justificação detalhada dos parâmetros a aplicar às atividades de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, Distribuição de Energia Elétrica e Comercialização de Energia Elétrica é realizada no documento “Parâmetros de regulação para o período 2012 a 2014”.

Em seguida descrevem-se e justificam-se as decisões tomadas pela ERSE respeitantes às atividades reguladas da EEM, tendo em vista a elaboração das tarifas para 2012.

### 9.1 QUESTÕES COMUNS A TODAS AS ATIVIDADES DA EEM

#### 9.1.1 INFORMAÇÃO ENVIADA

Uma regulação baseada em custos e investimentos aceites, como é o caso das três atividades da EEM ao nível do seu CAPEX<sup>21</sup>, bem como as necessidades inerentes à definição de uma nova base de custos ao nível do OPEX<sup>22</sup> líquido das mesmas atividades, determina que, tanto os custos, como os investimentos propostos pela empresa para o novo período regulatório sejam convenientemente justificados.

A informação enviada pela EEM, respeitante aos anos de 2012 a 2014, está de acordo com o solicitado, e inclui:

- Balanços de energia elétrica.
- Investimentos e participações por atividade.
- Informação económica das atividades reguladas, nomeadamente, custos e proveitos por atividade, e os imobilizados líquidos em exploração.
- Número de clientes por nível de tensão.

---

<sup>21</sup> *Capital expenditures.*

<sup>22</sup> *Operational expenditures.*

De uma forma geral, a informação enviada está desagregada de acordo com as necessidades da regulação, tal como previsto nas normas contabilísticas aprovadas pela ERSE.

Acresce referir que, ao longo dos diversos processos de cálculo dos proveitos permitidos, a EEM tem vindo a demonstrar uma melhoria importante no envio de informação e das respetivas justificações, incidindo os pedidos de informação adicionais sobre um número de temas cada vez menor. No entanto, a ERSE realça, uma vez mais, que esta informação adicional e as justificações dos valores constantes nas normas deve acompanhar a informação até 15 de junho. A disponibilização atempada de toda a informação justificativa dos valores reais e dos valores previsionais, permitirá à ERSE um desempenho acrescido no exercício da regulação económica em benefício, quer dos consumidores, na proteção dos seus interesses, quer das empresas, na garantia do seu equilíbrio económico-financeiro.

### 9.1.2 ANÁLISE DO VALOR ENVIADO DE DIREITOS DE PASSAGEM

Os direitos de passagem são uma taxa lançada pelos municípios da RAM pela utilização do domínio público municipal pelas infraestruturas elétricas da EEM. A legislação referente aos direitos de passagem foi publicada a 8 de janeiro de 2007, através do Decreto Legislativo Regional n.º 2/2007/M, produzindo efeitos desde o início do ano fiscal de 2006. A EEM fica, deste modo, obrigada ao pagamento à IPM – Iluminação Pública da Madeira – Associação de Municípios de uma taxa estipulada em 7,5% sobre o valor anual das vendas de energia elétrica em baixa tensão (incluindo Iluminação Pública).

O Conselho Tarifário no seu parecer sobre “Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2008” defende que *...”a nova taxa criada pelo Decreto Legislativo Regional n.º 2/2007/M, de 8 de Janeiro, com efeitos retroativos a 1 de Janeiro de 2006, não decorre nem da insularidade, nem do carácter ultraperiférico da Região Autónoma da Madeira, pelo que não deverá avolumar os sobrecustos de convergência já suportados pelos consumidores do Continente através da tarifa”*.

A ERSE considera que a aplicação do referido Decreto Legislativo Regional não pode ter o mesmo tratamento tarifário que o das rendas devidas aos municípios do Continente pela exploração das concessões de distribuição de eletricidade, previsto no Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto. Não existindo uma igualdade substantiva que implique um tratamento jurídico idêntico, só através de um diploma de igual valor seria possível à ERSE conceder à taxa em causa um tratamento equiparado.

Apesar disso, considerou-se que os custos administrativos de interesse regional, criados a partir da data da extensão da regulação da ERSE às Regiões Autónomas poderão ser avaliados pela ERSE para efeitos tarifários na sequência de parecer do Conselho Tarifário e ouvidos os interessados.

A neutralidade da repercussão destes custos administrativos no sobrecusto com a convergência tarifária paga pelos consumidores de Portugal continental obriga à sua repercussão integral nas tarifas de Venda

a Clientes Finais da Madeira. Importa referir que a aplicação da situação mencionada apresenta um impacte tarifário significativo.

A EEM, em carta dirigida à ERSE, solicitou que os custos das taxas cobradas pelos municípios da Região Autónoma da Madeira, a título de ocupação do domínio público municipal, não sejam refletidos nas tarifas a suportar pelos consumidores daquela Região Autónoma.

Assim, nas tarifas de 2012, e à semelhança do procedimento efetuado nas tarifas para os anos anteriores, não se reconhecem os custos com a utilização do domínio público municipal pelas infraestruturas da EEM.

### 9.1.3 PROVISÕES PARA CLIENTES DE COBRANÇA DUVIDOSA

Em sequência da decisão relativamente à não aceitação das dívidas incobráveis no continente, a ERSE entende não ser igualmente aceitável a inclusão de provisões para clientes de cobrança duvidosa no cálculo dos proveitos permitidos, pelo que o seu valor não foi incluído nos custos não controláveis aceites pela ERSE.

### 9.1.4 EFEITO DO TEMPORAL NA ILHA DA MADEIRA

A 20 de fevereiro de 2010, a ilha da Madeira foi afetada por um temporal com efeitos devastadores, afetando diversas infraestruturas presentes na região. O sistema elétrico da ilha não foi exceção, razão pela qual a EEM necessitou de proceder a um conjunto de investimentos tendo em vista a recuperação do sistema elétrico da ilha.

A ERSE, à semelhança do procedimento efetuado nas tarifas de 2011, bem como no ajustamento referente a 2010 a repercutir nas tarifas de 2012, decidiu aceitar os investimentos decorrentes do efeito do temporal através de um método de regulação por custos aceites, dado o carácter excecional dos mesmos, estando incluídos na base de ativos aceite pela ERSE.

No ano de 2012, apenas se perspetivam investimentos decorrentes do temporal na atividade AGS.

### 9.1.5 FORNECIMENTOS E SERVIÇOS EXTERNOS - FROTA AUTOMÓVEL

Durante o ano de 2010, a EEM lançou um concurso internacional para contratação do aluguer e gestão operacional da sua frota automóvel, sendo essa contratação efetuada através de um contrato de *leasing* operacional e não através da aquisição direta das viaturas. O novo concurso foi realizado em moldes similares aos do concurso realizado pela EEM em 2006, não se tendo verificado qualquer alteração qualitativa e quantitativa no que respeita as viaturas objeto de contrato.

A EEM apreciou 8 propostas, de 6 concorrentes, sendo que a proposta vencedora estabelece um custo global de 2 559 milhares euros (valor sem IVA) a repartir por 4 anos (2011 a 2014), em regime de renda fixa, para a gestão de uma frota constituída por 127 viaturas, estando incluído neste valor, para além dos custos relacionados com o aluguer da viatura, os custos com manutenção, com a substituição de pneus, com viaturas de substituição, com seguros e serviços de gestão.

A ERSE gostaria de salientar que, a abertura de um concurso internacional para a gestão da frota automóvel traduziu-se numa racionalização dos custos propostos pela empresa, pelo que o valor global anual apresentado pela EEM em 2012 repartido por atividade, foi aceite na totalidade pela ERSE, não sendo sujeito à aplicação de metas de eficiência.

### 9.1.6 TAXA DE REMUNERAÇÃO DAS ATIVIDADES DA EEM

De acordo com a decisão da ERSE fundamentada no documento “Parâmetros de regulação para o período 2012 a 2014”, as taxas de remuneração a aplicar à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão Global do Sistema, à atividade de Distribuição de Energia Elétrica e à atividade de Comercialização de Energia Elétrica da EEM para 2012 são de 9%, 9,5% e 9,5%, respetivamente.

## 9.2 ATIVIDADE DE AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA E GESTÃO DO SISTEMA

As alterações introduzidas no Regulamento Tarifário para o novo período regulatório implicaram uma alteração da metodologia de definição dos proveitos permitidos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema.

Neste contexto, destacam-se as alterações verificadas ao nível do OPEX líquido, passando de uma metodologia de regulação por custos aceites em base anual<sup>23</sup>, para um mecanismo de *revenue cap*, sujeito à aplicação de metas de eficiência.

No que respeita ao CAPEX, a metodologia de regulação manteve-se inalterada, continuando, por conseguinte, a aplicar-se um modelo regulatório de aceitação de custos e investimentos em base anual.

A definição dos parâmetros subjacentes a esta metodologia de regulação, nomeadamente a definição da base de custos do OPEX, bem como as metas de eficiência a aplicar para 2013 e 2014, encontram-se justificadas no documento “Parâmetros de regulação para o período 2012 a 2014” que acompanha o documento de tarifas para 2012.

---

<sup>23</sup> Recorde-se que, até à data, na fixação dos proveitos permitidos desta atividade, o OPEX aceite pela ERSE tinha em consideração uma taxa de eficiência de 1% face à evolução do IPIB.

## 9.2.1 ANÁLISE DOS CUSTOS DE AGS

### CUSTOS COM FUELÓLEO

Os custos com o fuelóleo aceites pela ERSE para tarifas de 2012, resultam da aplicação de novos parâmetros para a aquisição de fuelóleo nas Regiões Autónomas, os quais foram apurados com base no estudo realizado pela KEMA (“*Study on reference costs and setting efficiency targets in the heavy fuel oil purchase activity*”), e devidamente analisados pela ERSE.

Com base nas conclusões deste estudo foram determinados os custos eficientes de descarga, armazenamento, transporte e comercialização do fuelóleo previsto consumir no âmbito da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e considerados para tarifas de 2012.

O quadro seguinte apresenta os custos com o fuelóleo (totais e unitários) aceites pela ERSE. A justificação para os referidos valores encontra-se no documento “Definição dos parâmetros para a aquisição eficiente de fuelóleo nas Regiões Autónomas” no qual a ERSE analisa os valores obtidos no estudo da KEMA.

**Quadro 9-1- Determinação do preço de fuelóleo implícito no cálculo para tarifas de 2012**

	Custo Unitário (preço CIF + transporte + margem comercialização) €/t	Consumo 2012 (t)	Custos totais		Custos unitários		
			Custos aceites de descarga e armazenamento €	Custos aceites 2012 €	Custo previsto EEM €/t	Custo aceite €/t	desvio
Madeira	497,385	93 142	1 563 854	47 891 248	540	514	-4,8%
Porto Santo	497,385	5 768	37 492	2 906 406	572	504	-11,9%
<b>EEM</b>	<b>497,385</b>	<b>98 910</b>	<b>1 601 346</b>	<b>50 797 654</b>	<b>542</b>	<b>514</b>	<b>-5,2%</b>

### INVESTIMENTOS

O total de investimentos a realizar na atividade de AGS no decorrer do ano de 2012 ascende a cerca de 37 milhões de euros<sup>24</sup>. Os investimentos nesta atividade têm em vista, por um lado, recuperar as centrais e os canais afetados pelo temporal de 2010 e, por outro, reforçar o sistema electroprodutor da Região Autónoma, sobretudo no que respeita aos sistemas hidroelétricos reversíveis da Ilha da Madeira.

Os principais investimentos previstos para 2012 são os descritos nos pontos seguintes:

- Temporal de 2010: No ano de 2012 prevê-se a conclusão da recuperação da Central Hidroelétrica dos Socorridos, bem como dos canais e obras hidráulicas afetas às Centrais Hidroelétricas da Serra de Água e do Socorridos.

<sup>24</sup> Este valor inclui os montantes de investimento decorrentes do temporal de 2010 (1,9 milhões de euros) e exclui os montantes de investimento em licenças de CO<sub>2</sub> (9,6 milhões de euros).

- Ampliação do sistema hidroelétrico da Calheta, compreendendo as seguintes componentes: construção da nova central da Calheta com dois grupos de 15 MW de potência unitária, estações elevatórias do Paul da Serra e da Calheta, barragem do Pico da Urze, conduta forçada/elevatória e barragem de restituição do Lombo do Salão.
- Central Térmica da Vitória (CTV) – estão programadas grandes reparações nos grupos eletrogéneos devido à utilização intensiva da central.
- Mini-hídricas – compreende os seguintes investimentos: (i) recuperação do acesso à Central Hidroelétrica da Fajã Nogueira, (ii) recuperação do túnel da Encumeada e da obra hidráulica de S. Vicente, na Central Hidroelétrica da Serra de Água, (iii) recuperação da Central Hidroelétrica da Calheta de Inverno; (iv) aproveitamento hidroelétrico da Fonte do Juncal e (v) recuperação de canais.
- Sistema hidroelétrico reversível - Chão da Ribeira/Seixal, compreendendo as seguintes componentes: câmara de captação/regularização/armazenamento do Chão da Ribeira, central hidroelétrica e estação elevatória, estação elevatória do canal do Norte, barragem de Hortelã, conduta forçada/elevatória e interligação, em conduta da barragem de Hortelã com a barragem do Pico do Urze.
- Central Termoelétrica do Porto Santo compreendendo essencialmente a instalação de tecnologia adequada que permita assegurar o controlo de frequência da rede, bem como a climatização da central (sala de autómatos e subestação).

#### **CUSTOS DE EXPLORAÇÃO**

No Quadro 9-2 apresentam-se os valores dos custos de exploração líquidos de outros proveitos enviados pela EEM para cálculo dos proveitos permitidos desta atividade em 2012, bem como os custos de exploração líquidos, aceites pela ERSE, para o processo de fixação dos proveitos permitidos para 2012.

**Quadro 9-2 - Custos de exploração líquidos de outros proveitos**

Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

Custos de Exploração	Tarifas 2012	2012 EEM	Δ% Tarifas 2012 /2012 EEM
<b>Custos de Exploração</b>			
Materiais Diversos		2 402	
Fornecimentos e Serviços Externos		1 874	
Pessoal		9 492	
Outros custos Operacionais		416	
<b>Custos de exploração líquidos de outros proveitos</b>	<b>13 785</b>	<b>14 184</b>	<b>-2,8%</b>

Pela análise do Quadro 9-2, verifica-se uma variação de -2,8% entre os valores aceites pela ERSE para cálculo dos proveitos permitidos para 2012 e os valores propostos pela EEM para 2012. Neste sentido, são aceites para efeito do cálculo de tarifas de 2012, cerca de 97,2% dos custos propostos pela EEM.

Recorde-se que a metodologia de aceitação, por parte de ERSE, dos custos de exploração controláveis da atividade de AGS, foi alterada no presente período regulatório.

Deste modo, os valores aceites pela ERSE, bem como a definição dos parâmetros subjacentes a esta metodologia de regulação, e as metas de eficiência a aplicar para 2013 e 2014 encontram-se justificadas no documento “Parâmetros de regulação para o período 2012 a 2014” que acompanha o documento de tarifas para 2012.

**CUSTOS COM OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO DOS EQUIPAMENTOS PRODUTIVOS**

De acordo com a nova metodologia de aceitação de custos na atividade de AGS, para o novo período regulatório de 2012 a 2014, os custos incorridos pela EEM com operação e manutenção dos equipamentos produtivos não são sujeitos a metas de eficiência. Deste modo, a ERSE aceitou o valor de 1 243 milhares de euros com custos de operação e manutenção dos equipamentos produtivos afetos à atividade de AGS, para cálculo do montante de proveitos permitidos da empresa para 2012.

**OUTROS CUSTOS COM COMBUSTÍVEIS E LUBRIFICANTES**

Os outros custos com combustíveis e lubrificantes, nomeadamente gasóleo, óleo, biofuel e amónia, propostos pela EEM para 2012, no valor de 4 383 milhares de euros, foram aceites na totalidade pela ERSE.

## PROVEITOS PERMITIDOS DAS EMPRESAS REGULADAS DO SECTOR ELÉTRICO EM 2012

Atividades desenvolvidas pela entidade concessionária  
do transporte e distribuidor vinculado da RAM

### OUTROS CUSTOS NÃO CONTEMPLADOS NO ÂMBITO DA APLICAÇÃO DE METAS DE EFICIÊNCIA - FROTA AUTOMÓVEL

Conforme anteriormente referido, os custos incorridos pela EEM com a frota automóvel, no valor de 95 milhares de euros foram aceites pela ERSE.

Refira-se que, na medida em que a abertura de um concurso internacional para a gestão da frota automóvel se traduziu numa racionalização dos custos propostos pela empresa, o valor apresentado pela EEM foi aceite na totalidade pela ERSE, não sendo sujeito à aplicação de metas de eficiência.

### 9.2.2 PROVEITOS DA ATIVIDADE DE AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA E GESTÃO DO SISTEMA DA RAM

O valor dos proveitos permitidos à concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM, na atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, é dado pela expressão contida no n.º 1 do Artigo 100º do Regulamento Tarifário em vigor. O Quadro 9-3 apresenta os valores para o cálculo do nível de proveitos permitidos para 2012, encontrando-se igualmente apresentado o nível de proveitos definidos pela ERSE nas tarifas para 2011.

#### Quadro 9-3 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da EEM

Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

		Tarifas 2011	Tarifas 2012	Variação (%)
		(1)	(2)	(3) = [(2) - (1)] / (1)
a	Amortizações do ativo fixo afeto à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, líquidas das amortizações dos activos comparticipados	11 467	11 344	-1,1%
b	Valor médio do ativo fixo afeto à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, líquido de amortizações e participações	175 654	168 517	-4,1%
c	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema (%)	7,56%	9,00%	1,44 p.p.
d	Custos com a aquisição de energia elétrica aos produtores do sistema público da RAM	24 865	27 552	10,8%
e	Custos permitidos com a aquisição de energia elétrica aos produtores não vinculados ao sistema público da RAM	18 503	22 558	21,9%
f	Custos de exploração afetos à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema líquidos de outros proveitos decorrentes da atividade, aceites pela ERSE		13 785	
g	Custos com operação e manutenção de equipamentos produtivos afetos à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, aceites pela ERSE		1 243	
h	Custos com o fuelóleo aceites pela ERSE	50 098	50 798	1,4%
i	Outros custos com combustíveis e lubrificantes, com exceção dos custos com fuelóleo, previstos consumir na produção de energia elétrica, aceites pela ERSE		4 383	
j	Custos estimados para o ano t, não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência			
k	Custos previstos para o ano t-1, não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência		95	
l	Custos com a promoção do desempenho ambiental previstos para o ano t, aceites pela ERSE	15	0	-100,0%
m	Ajustamento no ano t dos proveitos de AGS relativo ao ano t-2	28 739	-11 057	-138,5%
<b>1 = a + b * c + d + e + f + g + h + i + j + k + l -</b>	<b>Proveitos Permitidos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema</b>	<b>106 674</b>	<b>157 981</b>	<b>48,1%</b>
	Emissão para a rede (MWh)	973 316	935 241	-3,9%
	<b>Proveitos permitidos por unidade emitida para a rede (exclui o ajustamento de t-2) (€/MWh)</b>	<b>139,13</b>	<b>157,10</b>	<b>12,9%</b>

Pela análise do Quadro 9-3 verifica-se um aumento no nível dos proveitos permitidos para 2012 de cerca de 48,1%, face ao nível dos valores aceites nas tarifas para 2011. Excluindo os ajustamentos relativos a t-2, os proveitos permitidos para 2012 apresentam um aumento de 8,5% e os proveitos por unidade emitida para a rede um aumento de 12,9%.

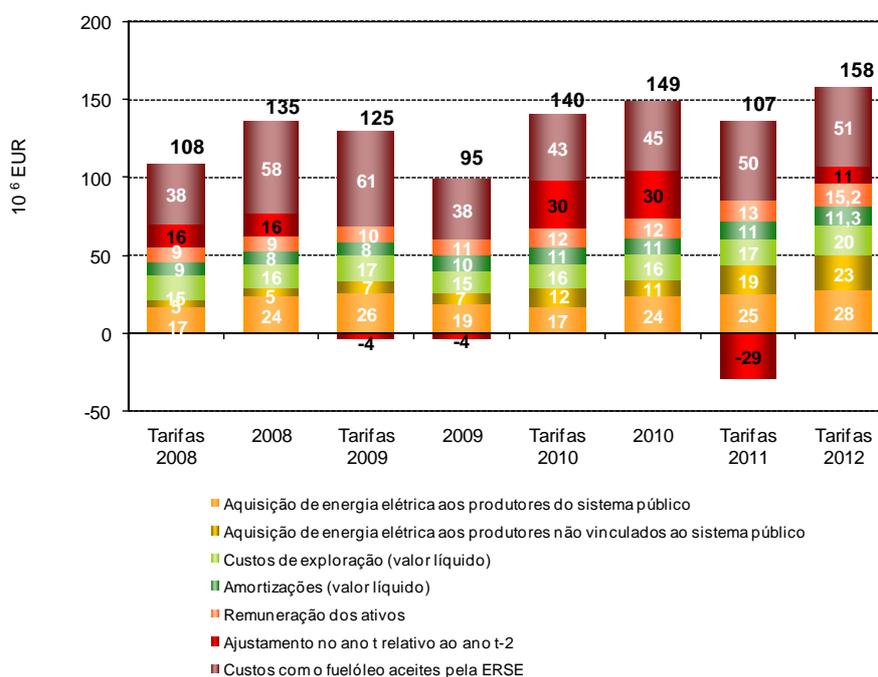
O valor da energia elétrica adquirida, bem como o valor do fuelóleo aceite, representam, em conjunto, cerca de 70% do total dos proveitos permitidos de 2012 (excluindo os ajustamento de t-2), pelo que a evolução destes custos explicam, em grande medida, a evolução do nível de proveitos permitidos desta atividade. Uma vez que o valor aceite para tarifas para 2012 é superior ao valor aceite para tarifas para 2011, o valor dos proveitos permitidos de 2012 (excluindo o fator do ajustamento de t-2) é condicionado por essa evolução.

A Figura 9-1 apresenta, para os anos de 2008 a 2012, os proveitos permitidos aceites para tarifas e os proveitos reais aceites de 2008 a 2010. A comparação entre o valor do ano de 2010 aceite pela ERSE e o valor das tarifas de 2010 é efetuada em detalhe no documento "Ajustamentos referentes a 2010 e 2011 a repercutir nas tarifas de 2012".

Pela análise da figura seguinte, é possível verificar o peso significativo dos custos com o fuelóleo aceites pela ERSE, dos custos com a aquisição de energia elétrica e do ajustamento de t-2, no nível de proveitos permitidos de AGS ao longo do período em análise. O nível dos proveitos permitidos aceites pela ERSE para 2012 varia face ao nível de proveitos permitidos estipulados para 2011 em sequência:

- Do valor do ajustamento referente a t-2, que implica um montante a recuperar pela empresa (-11,1 milhões de euros), enquanto em tarifas de 2011, o ajustamento representava um montante a devolver pela empresa (28,7 milhões de euros).
- Da remuneração dos ativos (+14,2%).
- Do custo com as amortizações do exercício deduzidas do imobilizado participado (-1,1%).
- Do custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores não vinculados ao sistema público (+21,9%).
- Do custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores do sistema público (+10,8%).
- Dos custos com o fuelóleo aceites (+1,4%).
- Dos custos de exploração líquidos acrescidos dos custos aceites com operação e manutenção de equipamentos produtivos, dos custos com a frota e dos custos com outros combustíveis e lubrificantes (+13,4%).

**Figura 9-1 - Decomposição do nível dos proveitos permitidos na atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da EEM**



### 9.3 ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

As alterações introduzidas no Regulamento Tarifário para o novo período regulatório implicaram uma alteração da metodologia de definição dos proveitos permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, nomeadamente:

- Ao nível do CAPEX, que passa de um mecanismo de *price cap*, para um modelo regulatório de aceitação de custos e investimentos em base anual; e
- No que respeita ao OPEX líquido de proveitos, pese embora continue a ser regulado por um mecanismo de *price cap*, foi introduzida uma componente de custos fixos, bem como definidos novos *drivers* de custos para a componente variável (energia fornecida e número médio de clientes) e, ainda, definidas novas metas de eficiência a aplicar para 2013 e 2014.

A definição dos parâmetros subjacentes a esta metodologia de regulação, nomeadamente a componente fixa, bem como as componentes variáveis unitárias dos proveitos e as metas de eficiência a aplicar a essas componentes, encontram-se justificadas no documento “Parâmetros de regulação para o período 2012 a 2014” que acompanha o documento de tarifas para 2012.

### 9.3.1 ANÁLISE DOS CUSTOS DA DEE

#### INVESTIMENTOS NAS REDES DE ENERGIA ELÉTRICA

O total de investimento a realizar na atividade de Distribuição de Energia Elétrica no decorrer no ano de 2012 ascende a cerca de 25 milhões de euros<sup>25</sup>, contemplando a rede de transporte, bem como a rede de distribuição. Os investimentos nesta atividade têm em vista, por um lado, dotar a rede de transporte de estruturas adequadas à evolução do sistema electroprodutor e à eventual ocorrência de incidentes na rede e, por outro, promover melhorias na rede de distribuição em MT e BT, com vista a garantir os padrões da qualidade de serviço.

Face ao exposto, os principais investimentos previstos para 2012 são esquematizados nos pontos seguintes:

Rede de transporte:

- Investimentos em subestações e postes de corte/seccionamento.
- Investimentos em linhas de Alta Tensão.
- Telecomando e Telecomunicações: compreende, entre outros, investimentos (i) na rede de fibra ótica; (ii) na aquisição de equipamento de medida para as redes de telecomunicações; (iii) na aquisição de *software* no âmbito dos sistemas de operação, supervisão e manutenção das redes de telecomunicações.
- Despacho: compreende investimentos (i) na redefinição da estratégia de telecomando da rede de distribuição, (ii) na substituição das Unidades Remotas Terminais em funcionamento nas centrais hídricas; (iii) na migração do SCADA para uma plataforma que permita a extensão da vida útil do Sistema de Comando e Controlo e (iv) na aquisição de equipamento de acesso às Unidades Remotas Terminais da rede de distribuição.

Rede de distribuição:

- Investimentos nas redes de Média Tensão, Baixa Tensão e Iluminação Pública.
- Intervenções em Postos de Transformação.

---

<sup>25</sup> Este valor exclui os montantes de investimentos relacionados com contadores. Refira-se, ainda, que no decurso de 2012 não se prevê qualquer investimento decorrente do temporal 2010.

**CUSTOS DE EXPLORAÇÃO**

No Quadro 9-4 apresentam-se os valores dos custos de exploração líquidos de outros proveitos enviados pela EEM para cálculo dos proveitos permitidos desta atividade em 2012, bem como os custos de exploração líquidos, aceites pela ERSE, para o processo de fixação dos proveitos permitidos para 2012.

**Quadro 9-4 - Custos de exploração líquidos de outros proveitos**

Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

	Tarifas 2012	2012 EEM	Δ% Tarifas 2012 /2012 EEM
<b>Custos de Exploração</b>			
Materiais Diversos		776	
Fornecimentos e Serviços Externos		2 779	
Pessoal		17 272	
Outros custos Operacionais		652	
<b>Total</b>		<b>21 479</b>	
<b>Proveitos</b>			
Prestações serviços		264	
outros proveitos		51	
<b>Total</b>		<b>315</b>	
<b>Custos de exploração líquidos de outros proveitos</b>	<b>19 170</b>	<b>21 164</b>	<b>-9,4%</b>

Pela análise do quadro, verifica-se uma variação de -9,4% entre os valores aceites pela ERSE para cálculo dos proveitos permitidos para 2012 (19 170 milhares de euros) e os valores propostos pela EEM para 2012 (21 164 milhares de euros). Neste sentido, são aceites, para efeito do cálculo de tarifas de 2012, cerca de 90,6% dos custos propostos pela EEM.

Conforme anteriormente referido, pese embora o OPEX da atividade de Distribuição de Energia Elétrica continue a ser regulado por um mecanismo de *price cap*, à semelhança do período regulatório precedente, foi introduzida uma componente de custos fixos, bem como definidos novos *drivers* de custos para a componente variável (energia fornecida e número médio de clientes) e, ainda, definidas novas metas de eficiência a aplicar para 2013 e 2014.

O valor aceite pela ERSE para cálculo dos proveitos permitidos de 2012 decompõe-se numa componente fixa e numa componente variável, cada uma com um peso de 50% no valor total.

---

Refira-se que, os valores aceites pela ERSE, bem como a definição dos parâmetros subjacentes a esta metodologia de regulação e as metas de eficiência a aplicar encontram-se justificadas no documento “Parâmetros de regulação para o período 2012 a 2014” que acompanha o documento de tarifas para 2012.

#### **OUTROS CUSTOS NÃO CONTEMPLADOS NO ÂMBITO DA APLICAÇÃO DE METAS DE EFICIÊNCIA - FROTA AUTOMÓVEL**

Conforme anteriormente referido, os custos incorridos pela EEM com a frota automóvel, no valor de 633 milhares euros (136 milhares de euros em MT e 497 milhares de euros em BT), foram aceites pela ERSE, fora do mecanismo de *price cap*.

#### **9.3.2 PROVEITOS DA ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA DA RAM**

O valor dos proveitos permitidos à concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM, na atividade de Distribuição de Energia Elétrica, é dado pela expressão contida no n.º 1 do Artigo 102º do Regulamento Tarifário em vigor. O Quadro 9-5 apresenta os valores para o cálculo do nível de proveitos permitidos para 2012, encontrando-se igualmente apresentado o nível de proveitos definidos pela ERSE nas tarifas para 2011.

PROVEITOS PERMITIDOS DAS EMPRESAS REGULADAS DO SECTOR ELÉTRICO EM 2012

Atividades desenvolvidas pela entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM

**Quadro 9-5 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica da EEM**

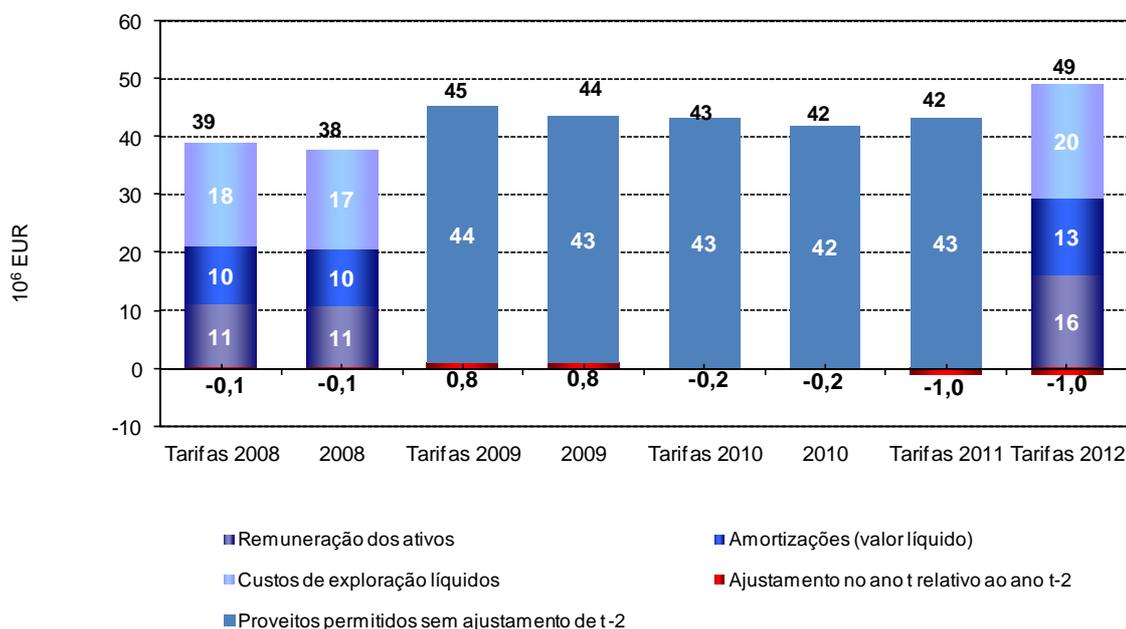
Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

		Tarifas 2011	Tarifas 2012	Variação (%)
		(1)	(2)	(3) = [(2) - (1)] / (1)
a	Amortizações do ativo fixo afeto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT, líquidas das amortizações dos ativos participados		7 748	
b	Valor médio do ativo fixo afeto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT, líquido de amortizações e participações		119 252	
c	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica (%)		9,50%	
d	Custos de exploração afetos à atividade de Distribuição de Energia Elétrica líquidos de outros proveitos decorrentes da atividade, em MT, aceites pela ERSE		4 938	
e	Custos com a promoção do desempenho ambiental previstos para o ano t, em MT, aceites pela ERSE			
f	Custos previstos para o ano t-1, em MT, não contemplados no âmbito de aplicação de metas de eficiência		136	
g	Custos estimados para o ano t, em MT, não contemplados no âmbito de aplicação de metas de eficiência			
h	Ajustamento no ano t dos proveitos de DEE em MT relativos ao ano t-2		3 245	
<b>1 = a + b * c + d + e + f + g - h</b>	<b>Proveitos Permitidos em MT</b>	<b>20 822</b>	<b>20 906</b>	<b>0,4%</b>
a	Amortizações do ativo fixo afeto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT, líquidas das amortizações dos ativos participados		5 468	
b	Valor médio do ativo fixo afeto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT, líquido de amortizações e participações		50 894	
c	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica (%)		9,50%	
d	Custos de exploração afetos à atividade de Distribuição de Energia Elétrica líquidos de outros proveitos decorrentes da atividade, em BT, aceites pela ERSE		14 232	
e	Custos com a promoção do desempenho ambiental previstos para o ano t, em BT, aceites pela ERSE			
f	Custos previstos para o ano t-1, em BT, não contemplados no âmbito de aplicação de metas de eficiência		497	
g	Custos estimados para o ano t, em BT, não contemplados no âmbito de aplicação de metas de eficiência			
h	Ajustamento no ano t dos proveitos de DEE em BT relativos ao ano t-2		-3 402	
<b>2 = a + b * c + d + e + f + g - h</b>	<b>Proveitos Permitidos em BT</b>	<b>21 447</b>	<b>28 434</b>	<b>32,6%</b>
<b>3 = 1 + 2</b>	<b>Proveitos Permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica</b>	<b>42 269</b>	<b>49 340</b>	<b>16,7%</b>
Energia Distribuída (MWh)		888 534	854 219	-3,9%
<b>Proveitos permitidos por unidade distribuída (exclui o ajustamento de t-2) (€/MWh)</b>		<b>48,7</b>	<b>57,6</b>	<b>18,2%</b>

A análise do quadro evidencia um crescimento do nível dos proveitos permitidos de 2012 face aos valores aceites das tarifas para 2011 de cerca de 17%. Excluindo o ajustamento relativo a t-2, o nível dos proveitos permitidos para igual período cresce cerca de 14%.

Na Figura 9-2 é evidenciada a desagregação dos proveitos permitidos de 2008 a 2012, aceites pela ERSE, para cálculo de tarifas e de ajustamentos. A comparação entre o valor do ano de 2010 aceite pela ERSE e o valor das tarifas de 2010 é efetuada em detalhe no documento "Ajustamentos referentes a 2010 e 2011 a repercutir nas tarifas de 2012". Importa referir que os proveitos permitidos fixados a partir de 2009 refletem a reestruturação efetuada nesta atividade com a inclusão de parte dos custos da atividade da CEE.

**Figura 9-2 - Decomposição do nível dos proveitos permitidos na atividade de Distribuição de Energia Elétrica da EEM**



#### 9.4 ATIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

As alterações introduzidas no Regulamento Tarifário para o novo período regulatório implicaram uma alteração da metodologia de definição dos proveitos permitidos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, nomeadamente:

- Ao nível do CAPEX, que passa de um mecanismo de *price cap*, para um modelo regulatório de aceitação de custos e investimentos em base anual; e
- No que respeita ao OPEX líquido de proveitos, pese embora continue a ser regulado por um mecanismo de *price cap*, foi introduzida uma componente de custos fixos, para além da componente variável de custos cujo driver é o número médio de clientes (à semelhança do período regulatório precedente) e, ainda, definidas novas metas de eficiência a aplicar a ambas as componentes de custos.

A definição dos parâmetros subjacentes a esta nova metodologia de regulação, nomeadamente a componente fixa, bem como a componente variável unitária dos proveitos e os parâmetros associados a essas componentes, encontram-se justificados no documento “Parâmetros de regulação para o período 2012 a 2014” que acompanha o documento de tarifas para 2012.

#### 9.4.1 ANÁLISE DOS CUSTOS DA CEE

##### INVESTIMENTOS

O total de investimentos a realizar na atividade de Comercialização de Energia Elétrica no decorrer no ano de 2012 ascende a cerca de 398 milhares de euros: 39,8 milhares de euros em MT e 358 milhares de euros em BT<sup>26</sup>.

##### CUSTOS DE EXPLORAÇÃO

No Quadro 9-6 apresentam-se os valores dos custos de exploração líquidos de outros proveitos enviados pela EEM para cálculo dos proveitos permitidos desta atividade em 2012, bem como os custos de exploração líquidos, aceites pela ERSE, para o processo de fixação dos proveitos permitidos para 2012.

**Quadro 9-6 - Custos de exploração líquidos de outros proveitos**

Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

	Tarifas 2012	2012 EEM	Δ% Tarifas 2012 /2012 EEM
<b>Custos de Exploração</b>			
Materiais Diversos		59	
Fornecimentos e Serviços Externos		1 209	
Pessoal		3 054	
Outros custos Operacionais		22	
<b>Total</b>		<b>4 344</b>	
<b>Proveitos</b>			
Prestações serviços		103	
outros proveitos		48	
<b>Total</b>		<b>151</b>	
<b>Custos de exploração líquidos de outros proveitos</b>	<b>4 193</b>	<b>4 193</b>	<b>0,0%</b>

Pela análise do Quadro 9-6, verifica-se que são aceites, para efeito do cálculo de tarifas de 2012, a totalidade dos custos propostos pela EEM (4 193 milhares de euros).

<sup>26</sup> Importa referir que, no decurso de 2012, não se encontra previsto qualquer investimento decorrente do temporal de 2010.

Conforme anteriormente referido, pese embora à semelhança do período regulatório precedente, o OPEX líquido da atividade de Comercialização de Energia Elétrica continue a ser regulado por um mecanismo de *price cap*, foi alterada a metodologia de cálculo dos custos aceites para tarifas de 2012.

O valor aceite pela ERSE para cálculo dos proveitos permitidos de 2012 decompõe-se numa componente fixa e numa componente variável, cada uma com um peso de 50% no valor total.

Refira-se que, os valores aceites pela ERSE, bem como a definição dos parâmetros subjacentes a esta metodologia de regulação, e as metas de eficiência a aplicar encontram-se justificadas no documento “Parâmetros de regulação para o período 2012 a 2014” que acompanha o documento de tarifas para 2012.

#### **OUTROS CUSTOS NÃO CONTEMPLADOS NO ÂMBITO DA APLICAÇÃO DE METAS DE EFICIÊNCIA – CONTACT CENTER**

Em março de 2009, a EEM deu início à disponibilização de um serviço de “*contact center*” tendo como objetivo adequar o seu serviço de atendimento a clientes de acordo com as exigências do Regulamento de Relações Comerciais e do Regulamento da Qualidade de Serviço. Em 2012, estima-se a ocorrência de 177 000 contactos, perfazendo um custo total de 201 milhares de euros, sendo alocado 10% destes custos no nível de tensão MT (20 milhares de euros) e 90% destes, em BT (181 milhares de euros).

#### **9.4.2 PROVEITOS PERMITIDOS NA ATIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA DA RAM**

O valor dos proveitos permitidos à concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM, na atividade de Comercialização de Energia Elétrica, é dado pela expressão contida no n.º 1 do Artigo 103º do Regulamento Tarifário em vigor. O Quadro 9-7 apresenta os valores para o cálculo do nível de proveitos permitidos para 2012, encontrando-se igualmente apresentado o nível de proveitos definidos pela ERSE nas tarifas para 2011.

PROVEITOS PERMITIDOS DAS EMPRESAS REGULADAS DO SECTOR ELÉTRICO EM 2012

Atividades desenvolvidas pela entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM

**Quadro 9-7 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica da EEM**

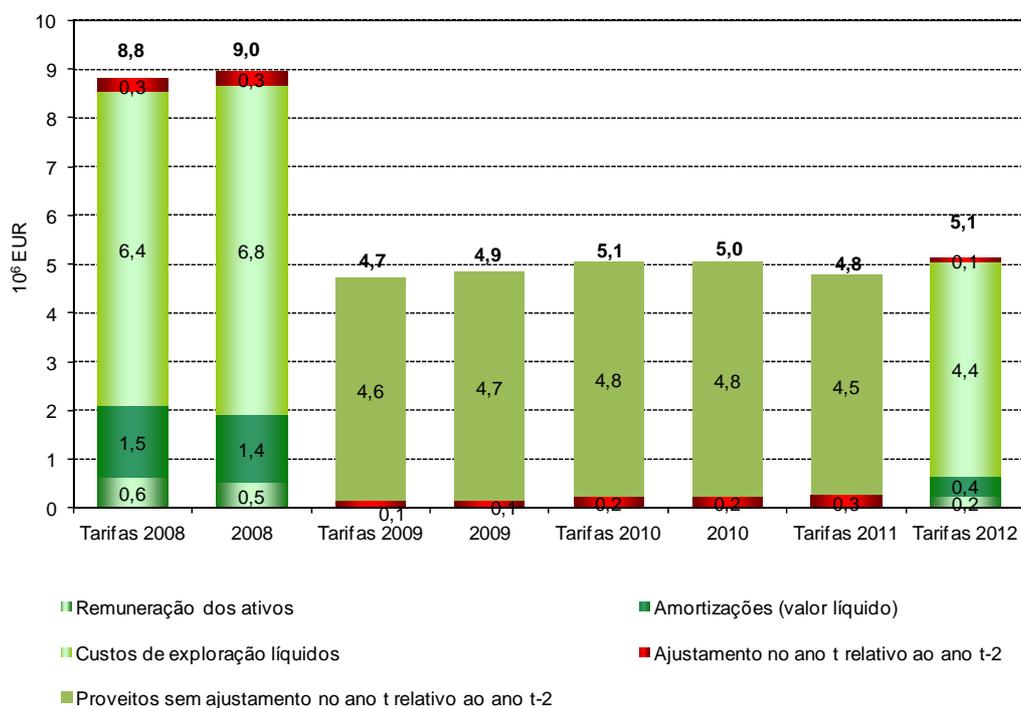
Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

		Tarifas 2011	Tarifas 2012	Variação (%)
		(1)	(2)	(3) = [(2) - (1)] / (1)
a	Amortizações do ativo fixo afeto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica em MT, líquidas das amortizações dos ativos participados		42	
b	Valor médio do ativo fixo afeto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica em MT, líquido de amortizações e participações		258	
c	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica (%)		9,50%	
d	Custos de exploração afetos à atividade de Comercialização de Energia Elétrica líquidos de outros proveitos decorrentes da atividade, em MT, aceites pela ERSE		419	
e	Custos previstos em MT, não contemplados no âmbito de aplicação de metas de eficiência		20	
f	Custos estimados em MT, não contemplados no âmbito de aplicação de metas de eficiência			
g	Ajustamento no ano t dos proveitos de CEE em MT relativos ao ano t-2		-17	
<b>1 = a + b * c + d + e + f - g</b>	<b>Proveitos permitidos em MT</b>	<b>550</b>	<b>523</b>	<b>-5,0%</b>
a	Amortizações do ativo fixo afeto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BT, líquidas das amortizações dos ativos participados		379	
b	Valor médio do ativo fixo afeto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BT, líquido de amortizações e participações		2 323	
c	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica (%)		9,50%	
d	Custos de exploração afetos à atividade de Comercialização de Energia Elétrica líquidos de outros proveitos decorrentes da atividade, em BT, aceites pela ERSE		3 774	
e	Custos previstos em BT, não contemplados no âmbito de aplicação de metas de eficiência		181	
f	Custos estimados em BT, não contemplados no âmbito de aplicação de metas de eficiência			
g	Ajustamento no ano t dos proveitos de CEE em BT relativos ao ano t-2		-59	
<b>2 = a + b * c + d + e + f - g</b>	<b>Proveitos permitidos em BT</b>	<b>4 226</b>	<b>4 614</b>	<b>9,2%</b>
<b>3 = 1 + 2</b>	<b>Proveitos Permitidos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica</b>	<b>4 776</b>	<b>5 137</b>	<b>7,5%</b>
	<b>Proveitos permitidos por cliente (exclui o ajustamento de t-2) (€/cliente)</b>	<b>33,3</b>	<b>36,7</b>	<b>10,4%</b>

Pela análise do quadro verifica-se um aumento do nível dos proveitos permitidos para 2012 de 7,5%, face aos valores aceites nas tarifas para 2011. Excluindo o ajustamento relativo a t-2 a variação é cerca de 12%.

A Figura 9-3 evidencia a desagregação dos proveitos permitidos de 2008 a 2012, aceites pela ERSE, para cálculo de tarifas e de ajustamentos. Tal como nas restantes atividades, a comparação entre o valor do ano de 2010, aceite pela ERSE, e o valor das tarifas de 2010 é efetuada em detalhe no documento "Ajustamentos referentes a 2010 e 2011 a repercutir nas tarifas de 2012". Os proveitos permitidos fixados a partir de 2009 refletem a reestruturação efetuada que consistiu na transferência de custos desta atividade para a atividade de DEE.

**Figura 9-3 - Decomposição do nível dos proveitos permitidos na atividade de Comercialização de Energia Elétrica da EEM**



## 9.5 PROVEITOS PERMITIDOS À EEM PARA 2012

O nível de proveitos definidos para cada atividade regulada da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM para 2012 é apresentado no Quadro 9-8. É igualmente apresentado o nível de proveitos resultante do processo de cálculo das tarifas para 2011.

**Quadro 9-8 - Proveitos permitidos da EEM**

	Tarifas 2011	Tarifas 2012	Variação (%)
	(1)	(2)	(3) = [(2) - (1)] / (1)
Actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema	106 674	157 981	48,1%
Actividade de Distribuição de Energia Eléctrica	42 269	49 340	16,7%
Actividade de Comercialização de Energia Eléctrica	4 776	5 137	7,5%
<b>Proveitos permitidos da EEM</b>	<b>153 719</b>	<b>212 458</b>	<b>38,2%</b>

Os proveitos permitidos da EEM para 2012 apresentam um aumento de 38,2% face aos valores de 2011. A atividade de AGS sendo a atividade com maior peso no total dos proveitos permitidos da empresa e,

sendo a atividade que apresenta o maior aumento relativo, justifica a evolução global dos proveitos permitidos da EEM. Analisando conjuntamente as atividades de DEE e de CEE, os proveitos aumentam 15,8%, para igual período.

Excluindo o efeito do ajustamento de t-2, os proveitos permitidos da EEM apresentam um crescimento de cerca de 10% (Quadro 9-9). A explicação para o aumento significativo do nível de proveitos permitidos de 2012 reside, assim, na magnitude do ajustamento de 2010 (-11,3 milhões de euros), que representa um montante a recuperar pela empresa. Excluindo o efeito do ajustamento, as atividades de AGS, DEE e de CEE aumentam 8,5%, 13,7% e 11,9% respetivamente, entre os valores de 2011 e 2012.

**Quadro 9-9 - Proveitos permitidos da EEM, excluindo o ajustamento de t-2**

	Tarifas 2011	Tarifas 2012	Varição (%)
	(1)	(2)	(3) = [(2) - (1)] / (1)
Actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema	135 413	146 924	8,5%
Actividade de Distribuição de Energia Eléctrica	43 266	49 183	13,7%
Actividade de Comercialização de Energia Eléctrica	4 524	5 060	11,9%
<b>Proveitos permitidos da EEM (exclui ajustamento de t-2)</b>	<b>183 203</b>	<b>201 168</b>	<b>9,8%</b>

## 9.6 CUSTOS COM A CONVERGÊNCIA TARIFÁRIA DA REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

No Quadro 9-10 é apresentado o sobrecusto por atividade da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM para 2011 e 2012. É igualmente apresentado o valor do custo com a convergência tarifária, para igual período.

PROVEITOS PERMITIDOS DAS EMPRESAS REGULADAS DO SECTOR ELÉTRICO EM 2012

Atividades desenvolvidas pela entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM

**Quadro 9-10 - Custo com a convergência tarifária na RAM**

Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

		Tarifas 2011	Tarifas 2012
$\tilde{S}M_t^{AGS}$	<b>Sobrecusto da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema</b>	<b>14 406</b>	<b>62 553</b>
$\tilde{R}_t^{M,AGS}$	Proveitos permitidos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	106 674	157 981
$\tilde{R}_{AGS,t}^M$	Proveitos previstos obter por aplicação das tarifas Uso Global do Sistema e Uso da Rede de Transporte às entregas da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM e da tarifa de Energia aos fornecimentos a clientes da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM	88 974	94 871
$\tilde{S}RAM_t^{AGS}$	Custos com a convergência tarifária da RAM não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema e a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM, imputáveis à atividade de AGS da RAM	3 294	557
$\tilde{S}M_t^D$	<b>Sobrecusto da atividade de Distribuição de Energia Elétrica</b>	<b>9 742</b>	<b>18 627</b>
$\tilde{R}_{j,t}^{M,D}$	Proveitos permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica	42 269	49 340
$\tilde{R}_{D,j,t}^M$	Proveitos previstos obter por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição às entregas a clientes da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM	30 299	30 547
$\tilde{S}RAM_{j,t}^D$	Custos com a convergência tarifária da RAM não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema e a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM, imputáveis à atividade de DEE da RAM	2 227	166
$\tilde{S}M_t^C$	<b>Sobrecusto da atividade de Comercialização de Energia Elétrica</b>	<b>1 978</b>	<b>2 949</b>
$\tilde{R}_{j,t}^{M,C}$	Proveitos permitidos no âmbito da atividade de Comercialização de Energia Elétrica	4 776	5 137
$\tilde{R}_{C,j,t}^M$	Proveitos previstos obter por aplicação das tarifas de Comercialização de Redes às entregas da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM e das tarifas de Comercialização aos fornecimentos a clientes finais da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM	2 346	2 162
$\tilde{S}RAM_{j,t}^C$	Custos com a convergência tarifária da RAM não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema e a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM, imputáveis à atividade de CEE da RAM	452	26
	<b>Custo com a Convergência Tarifária</b>	<b>26 126</b>	<b>84 129</b>
$\tilde{R}AM_{Pol,t}$	<b>Custo da Convergência Tarifária a incorporar na UGS</b>	<b>26 126</b>	<b>84 129</b>

O valor do Custo com a Convergência Tarifária da RAM nas tarifas para 2012 é de 84 129 milhares de euros sendo totalmente recuperada através da tarifa de UGS.

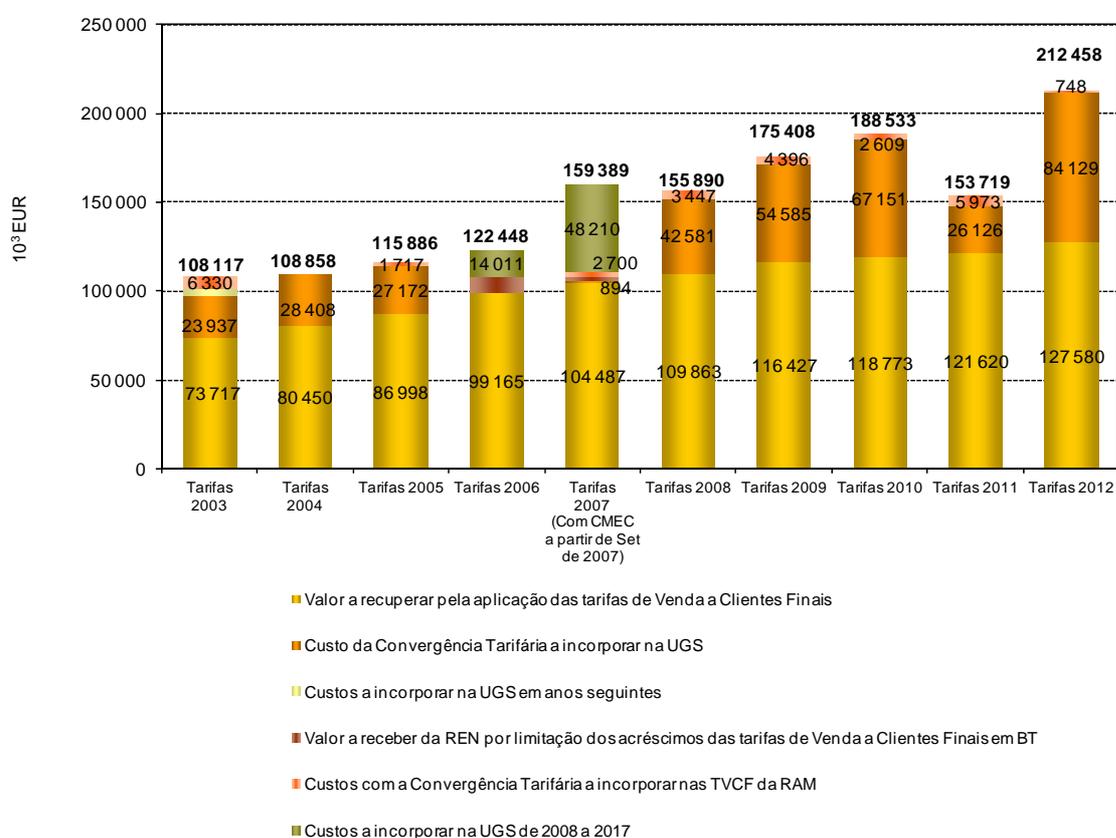
A Figura 9-4 apresenta o nível de proveitos permitidos da EEM desagregado da seguinte forma:

- Valor a recuperar aplicando as tarifas de Venda a Clientes Finais.
- Custo da convergência tarifária a incorporar na UGS.

- Custos a incorporar na UGS em anos seguintes.
- Custos a incorporar na UGS de 2008 a 2017.
- Valor a receber da REN por limitação dos acréscimos das tarifas de Venda a Clientes Finais em BT.
- Custos da convergência tarifária a incorporar nas TVCF da RAM.

Esta figura permite comparar os valores de proveitos permitidos aceites para cálculo das tarifas desde 2003.

Figura 9-4 - Decomposição do nível de proveitos permitidos da EEM



Entre os valores de 2011 e 2012, o custo com a convergência tarifária a incorporar na UGS apresenta um aumento na ordem dos 58 milhões de euros, tendo, igualmente, crescido o peso desta rubrica no total dos proveitos permitidos.

A 11 de dezembro de 2007, a EEM celebrou um contrato de cessão de créditos referentes aos custos com a convergência tarifária de 2006 e 2007<sup>27</sup> com o Banco Comercial Português, S.A. e a Caixa Geral de Depósitos, S.A.. Estes bancos passam a deter, em partes iguais, o direito ao recebimento das rendas a serem incorporadas na tarifa UGS até ao ano de 2017. A anuidade referente ao ano 2012 é de 7 143 milhares de euros sendo este montante transferido pela REN para os bancos cessionários em regime de duodécimos, durante o ano de 2012.

---

<sup>27</sup> Decreto-Lei n.º 237-B/2006, de 18 de dezembro que estabelece que os custos com a convergência tarifária de 2006 e 2007 serão recuperados através da tarifa de UGS, acrescidos de juros, em prestações constantes, ao longo de um período de 10 anos, a partir de 2008.